Л. А. СОЛДАТКИНА

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ И СИСТЕМЫ

Л. А. СОЛДАТКИНА

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ И СИСТЕМЫ



«ЭНЕРГИЯ»
МОСКВА 1972

6П2.13+6П2.11
С 60
УДК 621.311 (075.8)

Солдаткина Л. А.

С 60 Электрические сети и системы, М.,«Энергия», 1972.

272 с. с ил.

В книге рассматриваются важные современные задачи: обеспечение обоснованной надежности электроснабжения потребителей, получение электроэнергии допустимого качества, проведение мероприятий по повышению экономичности работы энергетических установок. Отражены условия работы электрических сетей в несимметричных режимах, дается понятие о возникновении несинусоидальности напряжений и токов, а также понятие о расчетах сложнозамкнутых сетей с помощью ЦВМ, приводится большое количество числовых примеров.

Книга предназначена для инженерно-технических работников проектных и эксплуатирующих организаций, а также может быть использована в качестве учебного пособия для студентов электроэнергетических специальностей.

3-3-9
95-72

6П2.13+6П2.11

Солдаткина Лидия Александровна

Электрические сети и системы

Редактор *В. А. Озерский*
Переплет художника *Д. И. Чернышева*
Технический редактор *Н. А. Галанчева*
Корректор *В. С. Антипова*

Сдано в набор 3/XI 1971 г. Подписано к печати 10/IV 1972 г.
Т-06744 Формат 84×108[1]/[32] Бумага типографская № 2
Усл. печ. л. 14,28 Уч.-изд. л. 15,23
Тираж 25 000 экз. Зак. 428 Цена 92 коп.

Издательство „Энергия". Москва, М-114, Шлюзовая наб., 10.

Московская типография № 10 Главполиграфпрома
Комитета по печати при Совете Министров СССР,
Шлюзовая наб., 10.

ДРУГУ — МАТЕРИ
АНТОНИНЕ ПЕТРОВНЕ СОЛДАТКИНОЙ
ПОСВЯЩАЕТСЯ

ПРЕДИСЛОВИЕ

Настоящая книга предназначена для инженерно-технических работников проектных и эксплуатационных организаций, а также может быть использована в качестве учебного пособия по курсу «Электрические сети и системы» для студентов, обучающихся по смежным специальностям — «Электрические станции», «Автоматизация и релейная защита энергетических систем» и «Техника высоких напряжений».

При изложении материала автор стремился по возможности более полно отразить взаимную связь между смежными вопросами специальностей электроэнергетического профиля. Это обусловлено комплексным характером деятельности инженера, работающего в соответствующих проектных или эксплуатационных организациях, где разделение на отдельные специальности по существу является условным.

Традиционное название курса также является условным. Оно не предполагает изложения вопросов электрических сетей и систем в равной мере. В основном в нем рассматриваются задачи расчета, проектирования и эксплуатации электрических сетей, а также учитывается их роль при создании энергетических систем. Электрическая сеть является достаточно сложным и дорогим устройством, существенно влияющим на технико-экономические показатели систем электроснабжения потребителей и энергетических систем в целом. Поэтому каждому инженеру-электроэнергетику, независимо от конкретной области его деятельности, приходится считаться с влиянием электрических сетей при решении различных вопросов. В связи с этим он должен иметь определенный минимум знаний по электрическим сетям.

Материал книги является не просто сокращенным изложением одноименного курса для специалистов-сетевиков. В нем меньшее внимание обращено на разнообразие методов расчета электрических сетей и большее —

на возможности выполнения простых приближенных расчетов, а также на комплексное решение смежных вопросов с учетом влияния электрических сетей. Большое внимание уделяется и важным современным задачам — обеспечению обоснованной надежности электроснабжения потребителей, получению электроэнергии допустимого качества и проведению мероприятий по повышению экономичности работы энергетических установок. Отражены также условия работы электрических сетей в несимметричных режимах и затронуты (насколько это возможно без применения вероятностных методов расчета) вопросы возникновения несинусоидальности напряжений и токов. Это связано с широким развитием новых видов электроприемников — мощных однофазных печей и сварочных агрегатов, а также крупных вентильных преобразователей.

Автор счел необходимым обратить внимание на возможности и целесообразность применения аппарата матриц и элементов топологической теории графов при расчетах сложнозамкнутых сетей. Этот материал приведен в ограниченном объеме — для получения лишь общего представления о путях обобщенного математического анализа сетевых задач.

В помощь читателю во всех разделах приведены числовые примеры, даны соответствующие приложения и список литературы, в которой более подробно излагаются различные специальные вопросы.

В книге использован многолетний опыт работы автора на кафедре «Электрические системы» МЭИ, а также работы в энергетической системе. В основу материала книги положен раздел «Электрические сети», написанный автором в книге «Электрические сети и станции» под редакцией Л. Н. Баптиданова (Госэнергоиздат, 1963), а также содержание конспекта лекций, составленного проф. Н. А. Мельниковым и автором в 1967 г. в МЭИ. Автор пользуется случаем выразить свою признательность проф., доктору техн. наук Н. А. Мельникову и доктору техн. наук С. А. Совалову, просмотревшим рукопись книги и сделавшим ряд замечаний.

Автор будет благодарен читателям за присланные замечания и предложения, которые просит направлять в адрес издательства: Москва, М-114, Шлюзовая наб., д. 10.

Автор

ВВЕДЕНИЕ

В-1. Роль электрических сетей и систем в энергетике страны

Задачи энергетики. Электрическая энергия является наиболее универсальным видом энергии. Она очень просто и экономично может быть преобразована в другие виды энергии — тепловую, механическую, световую и т. д. Электрическая энергия находит значительное применение в устройствах автоматики, электроники и т. п., без которых немыслимы современные аппараты и технические сооружения. Поэтому в настоящее время электрическая энергия (сокращенно электроэнергия) весьма широко используется во всех отраслях народного хозяйства страны и прежде всего в промышленности и в быту.

Электровооруженность труда в промышленности является важным показателем уровня технического развития страны. Повышение электровооруженности труда указывает на технический прогресс государства, поэтому она непрерывно возрастает. В Директивах XXIV съезда КПСС в качестве одной из основных задач 9-й пятилетки указано повышение уровня электрификации производства и эффективности использования энергии.

Электроэнергия производится на электростанциях, являющихся «фабриками электричества». Она получается путем преобразования химической энергии топлива (тепловые электростанции — ТЭС) или энергии воды (гидростанции — ГЭС), ветра, атомной энергии (АЭС) и т. д. В городах и промышленных центрах помимо электроэнергии может иметься значительная потребность в тепловой энергии. В связи с этим наряду с электрификацией в стране развивается и теплофикация. Во многих случаях оказывается экономичным одновременно с выработкой электроэнергии производить и выработку тепловой энергии. Для этого сооружаются специальные типы электростанций — теплоэлектроцентрали (ТЭЦ). Приве-

денный к. п. д. ТЭЦ с турбинами большой мощности составляет 65—67% и выше, тогда как на конденсационных ТЭС он не превышает 35—40%. Таким образом, использование топлива на ТЭЦ оказывается почти в 2 раза выше. В связи с этим удельный вес ТЭЦ возрастает, и в настоящее время мощность ТЭЦ составляет около 35% общей мощности ТЭС.

Электрификация страны означает сооружение электростанций, электрических сетей и установок для потребления электроэнергии — электроприемников. *Электрические сети* служат для передачи электроэнергии от электростанций и распределения ее между потребителями. Практически вся вырабатываемая электроэнергия поступает к ее приемникам через электрические сети. При этом электроэнергия может передаваться на весьма большие расстояния — в десятки, сотни и тысячи километров, многократно преобразовываться и изменяться количественно и качественно.

Сети состоят из линий и трансформаторов. Трансформаторы служат для изменения параметров передаваемой электроэнергии — величин токов и напряжений. На подстанциях кроме трансформаторов устанавливаются различные коммутационные аппараты — выключатели, разъединители и т. п., с помощью которых производится включение и отключение элементов сети. В зависимости от местных условий значения напряжений и токов линий изменяются достаточно широко. Например, в сетях трехфазного переменного тока напряжения изменяются в пределах от 0,22 до 750 *кв* (см. гл. 1).

Электроприемники (ЭП) представляют собой устройства, преобразующие электроэнергию в другие виды энергии — тепловую (электрические печи), световую (осветительные лампы), механическую (электродвигатели) и т. п. Каждый ЭП может присоединяться к электрической сети и отключаться от нее по мере надобности. Таким образом, электроэнергия непосредственно не используется, она является как бы промежуточным продуктом. Основным назначением ее является передача энергии от места выработки к месту потребления.

Часто приходится рассматривать не отдельные ЭП, а группы их, и не только сами ЭП, но и вместе с соответствующей частью сети, к которой они присоединены. Такая группа ЭП, присоединенных с помощью сети к общему пункту, от которого происходит питание их элек-

троэнергией, называется *потребителем электроэнергии.* Потребителями электроэнергии могут быть: цех, завод, дом, квартал города, поселок, целый район с несколькими промышленными предприятиями и поселками и т. д.

Установленная мощность электростанций и производство электроэнергии в СССР непрерывно возрастают (рис. В-1). На 1/I 1970 г. суммарная мощность электростанций составляла около 155 млн. *квт*, а производство электроэнергии за 1969 г. — 689 млрд. *квт·ч*. Из этого количества электроэнергии примерно 68% потреблялось в промышленности, 7,5% — электрифицированным железнодорожным транспортом, около 12% — в быту.

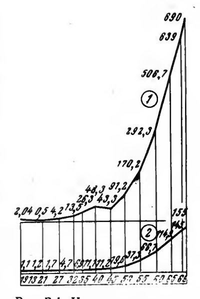


Рис. В-1. Изменение величин выработанной электроэнергии (*1*), млрд. *квт·ч*, и установленной мощности электростанций (*2*), тыс. *Мвт*, в СССР за период с 1913 по 1969 г.

Электрификация страны связана с колоссальными затратами как материальных, так и денежных средств. Ежегодно в стране производится огромное количество электрических машин и аппаратов, сооружаются электрические сети весьма значительной протяженности. Например, в 1968 г. было произведено:

генераторов	14,5 млн. *квт*
турбин	15,8 млн. *квт*
силовых трансформаторов	105,1 млн. *ква*
электродвигателей переменного тока:	
мощностью от 0,25 до 100 *квт*	5 289 тыс. шт.
	25,4 млн. *квт*
мощностью более 100 *квт*	27,2 тыс. шт.
	5,4 млн. *квт*
электрических ламп (осветительных)	1 269 млн. шт.

Одновременно было сооружено более 23 тыс. *км* линий электрических сетей напряжением 35 *кв* и выше. Из них линий напряжением 35 *кв* — 10,6; 110 *кв* — 8;

220 *кв* — 2,3; 330 *кв* — 1,3 и 500 *кв* — 0,9 тыс. *км*. К 1969 г. протяженность линий электрических сетей напряжением 35 *кв* и выше составляла 386 тыс. *км*, а протяженность линий напряжением ниже 35 *кв* была во много раз большей.

В среднем на 1 млн. *квт* вводимой мощности генераторов электростанций требуется выпуск 8—10 млн. *ква* силовых трансформаторов и более 3 млн. *квт* электродвигателей, одновременно должно сооружаться около 1,7—2 тыс. *км* линий напряжением 35 *кв* и выше [Л. 2]. По приближенным подсчетам стоимость трансформаторов и линий электрических сетей всех напряжений составляет не менее половины общей стоимости электростанций, которая в настоящее время выражается суммой около 120—150 млрд. руб.

Назначение электрических сетей и систем и их развитие. Основным назначением электрических сетей является *электроснабжение потребителей.* Электрические сети служат для присоединения ЭП и потребителей в целом к источникам питания. Эта задача является достаточно сложной в связи с большим количеством ЭП и значительной территорией, на которой они расположены.

Вторым назначением электрических сетей является *передача электроэнергии* от места ее выработки к месту потребления. Часто источники энергии (бассейны топлива, водные бассейны и т. д.) расположены в значительном удалении от центров потребления — крупных заводов, населенных пунктов и т. п. При этом возникает задача передачи энергии. Может быть произведена передача топлива по газопроводам и нефтепроводам, перевозка высококачественных углей по железным дорогам. Возможна передача тепловой энергии по специальным трубопроводам. Во многих случаях перевозка топлива, например угля, может быть нерентабельной; более выгодным оказывается сооружение электростанций вблизи бассейна топлива и передача электроэнергии по линиям сети. Таким образом, электрическая сеть является одним из возможных путей передачи электроэнергии. Это особенно существенно в условиях Советского Союза: около 85% наиболее экономичных топливно-энергетических ресурсов находится в азиатской части страны, а основная часть потребителей электроэнергии (80%) в настоящее время сосредоточена в центральной части, на юге, западе и Урале. В связи с этим возникает необходимость пе-

реброски на большие расстояния значительных потоков топлива или электроэнергии. Это требует строительства мощных линий передач очень высокого напряжения.

Электрические сети служат также для *создания энергетических систем**. Вся политика электрификации Советского Союза со времени создания плана ГОЭЛРО направлена на объединение электростанций. При этом получаются существенные технико-экономические преимущества. К числу их относятся:

1. Возможность увеличения единичной мощности генераторов и электростанций. Это снижает стоимость 1 *квт* установленной мощности, позволяет резко повысить производительность электромашиностроительных заводов при тех же производственных площадях и трудозатратах.
2. Значительное повышение надежности электроснабжения потребителей.
3. Повышение экономичности работы различных типов электростанций. При этом обеспечиваются наиболее эффективное использование мощности ГЭС и более экономичные режимы работы ТЭС.
4. Снижение необходимой резервной мощности на электростанциях.

Преимущества электрических систем столь велики, что в 1970 г. лишь менее 4% всего количества электроэнергии было выработано отдельно работавшими электростанциями. Вся остальная электроэнергия была выработана на электростанциях, объединенных в энергетические системы. Мощность энергетических систем непрерывно возрастает. Из отдельных энергетических систем создаются мощные объединенные системы. В 1969 г. закончено объединение всех энергетических систем европейской части СССР с общей мощностью более 90 млн. *квт* в Единую энергетическую систему ЕЭС европейской части Союза. Она объединяет работу свыше 550 электростанций, в нее входят семь объединенных энергетических систем. Создание ЕЭС дало также существенный экономический эффект от снижения максимума совмещенного графика нагрузки всей объединенной системы за счет разницы в поясном времени между гео-

* Как известно, энергетической системой называют объединение электростанций, связанных общей сетью между собой и с потребителями электроэнергии. Электрической системой называют электрическую часть энергетической системы.

графическими зонами, что в 1970 г. составило около 3—3,5 млн. *квт*. Крупными энергетическими объединениями являются единая энергетическая система Сибири (включающая энергетические системы Западной и Восточной Сибири) и объединенная энергетическая система Средней Азии и Южного Казахстана. В этих трех энергетических объединениях вырабатывается в настоящее время около 85% всей электроэнергии Советского Союза.

Увеличение мощности объединенных энергетических систем позволило сооружать более мощные электростанции, имеющие весьма высокие технико-экономические показатели. В 1970 г. в эксплуатации находилось 38 крупных ГЭС и ТЭС единичной мощностью 1 000 *Мвт* и более, их суммарная установленная мощность составляла 63,5 млн. *квт* или 38% от мощности всех электростанций Советского Союза. Развитие объединенных энергетических систем оказалось возможным на базе широкого внедрения мощных межсистемных линий электропередачи напряжением 330—500 *кв*.

Эта тенденция развития энергетики Советского Союза продолжается и в будущем. В соответствии с намеченными планами [Л. 2] предполагается, что за период с 1970 по 1980 г. выработка электроэнергии должна быть резко увеличена. До 1980 г. энергетика должна развиваться главным образом за счет строительства мощных ТЭС и ГЭС и дальнейшего внедрения АЭС. Большая часть электроэнергии (до 80—83%) будет вырабатываться на ТЭС и АЭС, использующих органическое топливо (уголь, природный и попутный газ, торф) и ядерное горючее.

Будет проводиться дальнейшая централизация электроснабжения и, в частности, концентрация мощностей на ТЭС с мощностями 2,4; 3,2; 4,0; 6,0 млн. *квт* и выше с установкой энергоблоков (котел — турбина — генератор — трансформатор) по 300, 500, 800 и 1 200 *Мвт*. К середине 1969 г. в СССР работало около 180 энергоблоков по 150, 200 и 300 *Мвт* суммарной мощностью 36,7 млн. *квт*, которые вырабатывали 37% всей электроэнергии, получаемой на ТЭС. Дальнейшее развитие получат ТЭЦ.

Большое внимание уделяется вопросам развития гидроэнергетики. Будет продолжаться строительство мощных высоконапорных ГЭС с использованием наиболее эффективных гидроэнергоресурсов восточных районов

страны и строительство комплексных гидроузлов, предназначенных для развития как энергетики, так и других отраслей народного хозяйства: ирригации, водоснабжения, водного транспорта, рыбного хозяйства и т. п. В то же время в европейской части СССР будут строиться специальные пиковые и аккумулирующие ГЭС, которые позволят обеспечить эффективную работу электростанций других типов в условиях более стабильных нагрузок, что является более экономичным.

Дальнейшее развитие получат объединенные энергетические системы европейской части и др. Мощность европейской ЕЭС к 1975 г. должна составлять 160—170, а к 1980 г. — 230—250 млн. *квт*. Будут проводиться работы по созданию объединенной энергосистемы страны. Она должна строиться на базе мощных системообразующих энергетических линий постоянного и переменного тока сверхвысокого напряжения. Для этого в первую очередь должны быть решены проблемы, связанные с созданием мощных линий электропередачи постоянного тока с напряжением 1 500 *кв* (±750 *кв*) и переменного тока с напряжением 750—1 200 *кв*, а в дальнейшем передач постоянного тока с напряжением 2 000—2 200 *кв* (±1 000—1 100 *кв*).

Одна из первых уникальных воздушных линий постоянного тока напряжением 1 500 *кв* из Казахстана в Центр европейской части (Экибастуз — Тамбов) длиной более 2 400 *км* позволит передавать в центральную часть страны около 6 млн. *квт* мощности и 40 млрд. *квт·ч* электроэнергии в год от ТЭС, сооружаемых на базе использования дешевых углей Экибастузского угольного бассейна. До 1980 г. будут строиться линии электропередачи переменного тока напряжением 750 *кв*, в первую очередь на юге европейской части страны. Также будут вестись проектные и опытные работы по строительству линий переменного тока напряжением 1 100—1 200 *кв*.

Создание мощных магистральных линий, электропередачи постоянного и переменного тока потребует одновременно значительного расширения строительства новых линий всех напряжений.

Одновременно с развитием существующих типов электростанций и линий электрических сетей будут продолжаться исследовательские работы по созданию новых источников электроэнергии и новых типов линий для ее

передачи. К числу новых источников электроэнергии относятся газотурбинные и парогазовые установки, установки, преобразующие тепло в электроэнергию с помощью магнитогидродинамических генераторов (МГД генератор) и др. Будут продолжаться исследования новых типов линий — криогенных, кабельных с натриевыми жилами и т. п.

Роль электрических сетей при решении любой задачи электрификации страны весьма велика. Вопросы составления энергетического баланса страны, определения перспектив развития отдельных районов и использования сырьевых ресурсов, выбора мощности и местоположения электростанций, размещения крупных энергоемких предприятий, объединения энергетических систем и т. п. не могут быть решены без учета электрических сетей. При этом нельзя выбирать отдельно наивыгоднейшие параметры электростанций, электрических сетей и т. п.

Все эти вопросы необходимо решать комплексно с учетом взаимного влияния — таким образом, чтобы было обеспечено наиболее эффективное и рациональное использование имеющихся энергетических ресурсов. Только после этого может вестись рабочее проектирование отдельных элементов электрических систем: электростанций, электрических сетей различных напряжений, устройств защиты и автоматики и т. п.

Для иллюстрации рассмотрим два примера. Часто возникает задача по сопоставлению двух вариантов сооружения ТЭС. Их можно построить близ угольного бассейна, а вырабатываемую электроэнергию передавать по электрической сети в пункты потребления. Можно также перевозить уголь по железной дороге, а электрические станции построить в центрах потребления электрической энергии.

Решение в значительной мере зависит от стоимости электрической сети и связано с условиями передачи и распределения электроэнергии.

Выбор мест размещения устройств автоматической частотной разгрузки (АЧР) в энергетической системе в значительной мере зависит от схемы соединений линий сети и схем присоединения к ней электрических станций. Это мероприятие особенно эффективно в случае возможности разделения энергетической системы на две взаимно несинхронно работающие части с большим

дефицитом активной мощности в одной из них (см. § 1-5).

Учет условий работы электрических сетей. Лиииии электрических сетей и оборудование станций и подстанций в период их работы могут повреждаться под влиянием различных воздействий, например атмосферных (см. гл. 1 и 5). В результате могут иметь место их повреждения и нарушение электроснабжения потребителей. При создании электрических систем, т. е. объединении электростанций на параллельную работу, необходимо учитывать предельные значения мощиостей, которые могут быть переданы по этим линиям. В случае превышения этих предельных значений может быть иарушена устойчивость параллельной работы электростанций, что также приведет к нарушению электроснабжения потребителей.

В связи с этим возникают дополнительные задачи: а) контроля за текущим режимом работы установок; б) защиты их от повреждений; в) поддержания или регулирования режима в целях обеспечения наибольшей экономичности их работы.

Это осуществляется с помощью устройств релейной защиты и автоматики и устройств автоматического ведеиия режима. Должны быть специальные устройства противоаварийной автоматики, которые обнаруживают повреждения по изменениям параметров — напряжений, токов и т. п. и производят локализацию повреждеиий, например отключают поврежденные участки. К этим устройствам защиты и автоматики предъявляются определенные требования. Соответствующие требоваиия предъявляются и к устройствам режимиой автоматики для ведения режима — поддержания необходимого качества электроэнергии, наивыгоднейшего распределеиия нагрузок между электростанциями, наиболее экономичного режима работы электрических сетей.

Таким образом, с условиями работы электрических сетей связаны условия работы всех объектов, входящих в электрические системы и, в частности, электростанций. Условиями работы сетей определяются требоваиия ко всем устройствам защиты и автоматики, а также требоваиия к устройствам грозозащиты и защиты от так называемых коммутационных перенапряжений. Последние возникают при коммутациях, т. е. отключениях и включениях элементов сети.

В-2. Классификация электрических сетей

Электрические сети осуществляют связь потребителей с электростанциями. В зависимости от расстояний, мощности передачи и числа потребителей сети могут быть различными по их сложности, конструктивному выполнению, по характерным данным (параметрам) и т.п. Часто эта связь получается многоступенчатой, с промежуточным преобразованием энергии. Поэтому электрические сети целесообразно классифицировать по ряду показателей, основными из которых являются следующие: конструктивное выполнение, род тока, характер потребителей, номинальное напряжение, схема соединений.

По конструктивному выполнению различают воздушные и кабельные линии и внутренние проводки (см. гл. 1). *Воздушной* называется линия, выполненная неизолированными проводами, которые с помощью изоляторов подвешиваются над землей на специальных опорах. Наружные сети (вне зданий) по возможности выполняются воздушными. Они более просты при сооружении и эксплуатации и дешевле кабельных. В то же время они чаще повреждаются.

Кабелем называется система проводов, изолированных взаимно и от окружающей среды. Линии, выполненные кабелем, или *кабельные линии*, обычно прокладываются в земле. Это имеет свои преимущества — безопасность, сокращение территории, необходимой для отчуждения, стратегические и т. п., но и свои недостатки — большая стоимость, трудность эксплуатации и устранения повреждений, сложность изготовления кабелей и др. Кабельными выполняются сети в тех случаях, когда применение воздушных по каким-либо причинам оказывается недопустимым — в условиях крупного города, на территории промышленного предприятия и т. п.

Внутренние проводки выполняются изолированными (иногда и неизолированными) проводами, прокладываемыми на изоляторах или в трубах по стенам и потолкам зданий или внутри стен, а также специальными шинопроводами. Иногда для этого используются и кабели, прокладываемые в каналах — в полу или на стенах.

По роду тока различаются сети переменного и постоянного тока. Как правило, электрические сети выполняются по системе трехфазного тока, что является наи-

более выгодным экономически, а также удобным, поскольку может производиться трансформация энергии. При большом количестве ЭП однофазного тока (например, осветительно-бытовых) от трехфазных сетей осуществляются однофазные ответвления. Однофазными выполняются, например, внутриквартирные сети.

Сети постоянного тока выполняются в настоящее время относительно редко, например, на промышленных предприятиях с большим числом двигателей, требующих изменения скорости вращения в больших пределах, или в электролизных цехах химических предприятий. Постоянный ток обычно получается с помощью вентильных (или других) преобразователей, устанавливаемых на самом предприятии.

Постоянный ток высокого напряжения в настоящее время применяется для линий электропередачи большой протяженности. Несмотря на существенные преимущества переменного тока, его применение для передачи энергии на большие расстояния встречает значительные трудности, связанные с обеспечением устойчивости параллельной работы генераторов электростанций. Преодоление этих трудностей приводит к значительным дополнительным затратам. Успехи в преобразовательной технике привели к существенному повышению экономичности применения мощных электропередач постоянного тока высокого напряжения. Однако и здесь постоянный ток применяется только для линии электропередачи, по концам которой производится его преобразование в переменный ток (см. § 6-8).

По характеру потребителей и в зависимости от назначения территории, по которой они проходят, различают: городские сети, сети промышленных предприятий, сельские сети, сети электрических систем или районные — на территории крупного района или области. Кроме того, применяют понятия: распределительные сети, питающие сети, линии электропередачи (или просто электропередачи), основная сеть энергетической системы. *Распределительными* называются сети, к которым непосредственно присоединяются ЭП. Остальные сети следует относить к *питающим*. Однако часто распределительными называют и сети более высоких напряже-

Рис. В-2. Схема разомкнутой сети.

Таблица В-1

Номинальные напряжения электрических сетей трехфазного тока 50 *гц* (ГОСТ 721-62)

Номинальные напряжения[1]	Наибольшее рабочее напряжение, *кв*	Номинальные напряжения	Наибольшее рабочее напряжение, *кв*
Вольт		20	23
220/127	—	35	40,5
380/220	—	110	126
660	—	150	172
Киловольт		220	252
3	3,6	330	363
6	6,9	500	525
10	11,5	750	787

[1] В числителе—междуфазное, в знамен теле—фазисе напряжение.

ний, если к ним присоединяется большое число приемных подстанций и они являются очень разветвленными. Линия электропередачи обычно имеет значительную длину и соединяет крупную электрическую станцию с центром большого района потребления. По ней осуществляется передача значительной мощности. Основными сетями энергетической системы (в зависимости от ее мощности) обычно называют сети напряжением 220 *кв* и выше.

Каждая сеть характеризуется *номинальным напряжением*, на которое рассчитываются элементы ее электротехнического оборудования. Фактические значения напряжений могут отличаться от номинального (см. ниже). Принятые в СССР стандартные значения номинальных напряжений электрических сетей и наибольших значений напряжения для оборудования, присоединенного к этим сетям, приведены в табл. В-1.

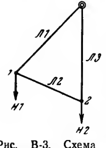


Рис. В-3. Схема замкнутой сети.

В основу разделения электрических сетей по *схеме соединений* обычно кладется понятие надежности электроснабжения потребителей. Различают сети: разомкнутые, замкнутые и разомкнутые резервированные, обеспечивающие повышенную надежность. В *разомкнутых сетях* питание каждой нагрузки может происходить только в одном направлении. В случае отклю-

чения любого элемента в цепи этого направления питание прекращается (рис. В-2). В *замкнутых сетях* питание потребителей может происходить по меньшей мере в двух направлениях (рис. В-3). Отключение какого-либо из элементов в цепи одного из направлений не приводит к прекращению питания. В разомкнутых резервированных сетях питание потребителей может быть восстановлено путем производства переключений — вручную или автоматически. Например, нормально нагрузка *Н1* питается по линии *Л1* от источника *И1* (рис. В-4). При отключении линии *Л1* после переключений в пункте *а* питание нагрузки *Н1* производится от источника *И2* по линии *Л2*.

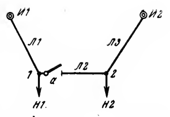


Рис. В-4. Схема сети повышенной надежности.

В-3. Электрические параметры сети

При анализе работы электрической сети следует различать параметры элементов сети и параметры ее рабочего режима. *Параметрами элементов* сети являются: сопротивления и проводимости, коэффициенты трансформации. К параметрам сети иногда можно отнести также э. д. с. и задающие токи нагрузок. К *параметрам рабочего режима* относятся: значения частоты, токов в ветвях, напряжений в узлах, полной, активной и реактивной мощности передачи, а также величины, характеризующие несимметрию трехфазной системы напряжений или токов и несинусоидальность изменения напряжений и токов в течение периода основной частоты.

Под *рабочим режимом сети* понимается ее электрическое состояние. Практически электрическое состояние сети непрерывно изменяется в связи с отключением ЭП, изменением режима их работы и т. п. Обычно при расчетах электрических сетей рассматриваются некоторые идеализированные характерные режимы ее работы. При этом имеются в виду установившиеся режимы работы, т. е. длительные, с почти постоянными параметрами, медленно изменяющимися. Изменение нагрузки потребителя или элемента сети за сутки часто изображают графически в виде суточного графика нагрузок. Его строят

в прямоугольных осях координат, по оси абсцисс откладывают часы суток, а по оси ординат — нагрузку. На рис. В-5 для иллюстрации представлен суточный график активной и реактивной мощности нагрузки жилого здания. Предельными являются наибольшее и наименьшее значения, все остальные нагрузки находятся в этих пределах. Характер их изменения во времени часто бывает случайным.

Параметры режима практически не могут быть допущены произвольными. Каждый элемент имеет номинальные данные, которые определяют допустимые парамет-

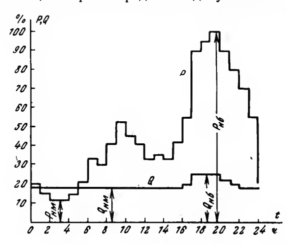


Рис. В-5. Суточные графики активной P и реактивной Q мощности нагрузки жилого здания.

ры рабочего режима сети в нормальных режимах. Кроме нормальных режимов приходится рассматривать вынужденные послеаварийные режимы, которые имеют место при изменении схемы сети в связи с отключениями оборудования. В этих режимах параметры режима могут находиться в несколько бóльших по сравнению с нормальными режимами, но все же в приемлемых пределах.

Аварийные быстропротекающие, так называемые переходные режимы изучаются в специальных курсах. В ряде случаев приходится рассматривать особые режимы с нежелательными параметрами, которые возникают сравнительно редко и в исключительных условиях, на-

пример работа длинной линии без нагрузки, режим синхронизации разделившихся частей системы и др.

В процессе работы электрических сетей часто нарушается симметрия напряжений и токов, а также синусоидальность их изменения во времени. Причиной несимметрии является широкое применение однофазных ЭП, мощность которых непрерывно растет. Причиной несинусоидальности изменения токов и напряжений оказывается применение выпрямительных вентильных устройств, обладающих безынерционной нелинейностью. Поэтому наряду с основным режимом прямой последовательности возникают напряжения и токи обратной и нулевой последовательностей, а также и высшие гармонические напряжений и токов. Соответствующие величины оказываются обычно сравнительно небольшими, поэтому, как правило, рассматриваются симметричные режимы с синусоидальным изменением напряжений и токов. Возникающие несимметрия и несинусоидальность исследуются дополнительно, по мере надобности (см. гл. 3).

В-4. Требования к электрическим сетям

Электрические сети должны обеспечивать достаточно надежное электроснабжение потребителей и требуемое качество электроэнергии. При этом они должны соответствовать требованиям наибольшей экономичности. Это относится и к условиям проектирования, и к условиям эксплуатации.

Обычно за исходные принимаются требования по надежности питания и качеству энергии, обусловленные техническими условиями. Принимаемые решения в дальнейшем корректируются по условиям экономичности. Обоснованное выполнение этих требований на основе принципов общегосударственной экономики и является важнейшей задачей инженерной деятельности в области электрических сетей и систем.

Вопрос о надежности электроснабжения потребителей возникает в связи с тем, что практически все элементы электрической сети с течением времени повреждаются. Сокращение количества возможных повреждений часто связано с большими дополнительными затратами. Поэтому обычно при конструировании электрических сетей приходится ориентироваться на некоторые

средние условия их работы. В более трудных условиях, которые возникают сравнительно редко, приходится рассчитывать на возможность повреждения сетевых сооружений. Повреждения могут происходить не столько в связи с недостаточно высокими качествами, касающимися применяемых материалов, изготовлением элементов сети и оборудования и тщательности эксплуатации, сколько в зависимости от определенных внешних условий — повышенной грозовой деятельности, усиленных ветровых воздействий, особо тяжелых гололедных образований и т. д. Повышение надежности электроснабжения может обеспечиваться не только снижением повреждаемости и резервированием элементов сети, но и другими способами, которые могут оказаться более оправданными экономически. К ним относятся, например, — применение устройств автоматики, временная работа элементов сети в несимметричных режимах и др.

Качество электроэнергии в современных протяженных электрических сетях с многими ЭП зависит от многих условий работы сети. Оно оказывается практически различным в разных местах сети и может искусственно изменяться (регулироваться). При этом необходимо принимать меры по обеспечению качества электроэнергии в допустимых пределах. В ряде случаев приходится применять специальные устройства для его улучшения.

Выше указывалось, что сооружение и эксплуатация электрических сетей связаны с большими денежными и материальными затратами. Поэтому и в условиях проектирования, и в условиях эксплуатации должен проводиться тщательный анализ повышения экономичности электрических сетей. Это требуется при выборе схемы соединений линий и параметров оборудования сети, при улучшении режимов ее работы, выяснении целесообразной степени ее автоматизации, способов резервирования и т. п.

В-5. Задачи расчетов режимов работы электрических сетей

На всех стадиях проектирования и эксплуатации электрических сетей приходится выполнять расчеты режимов их работы. Целью расчета рабочего режима электрической сети обычно является проверка выполнения технических условий, т. е. соответствия токов в отдельных

элементах и напряжений в узлах сети допустимым значениям. Экономичность работы сети характеризуют значения потерь активной и реактивной мощности в рассматриваемых режимах работы, а также значения потерь электроэнергии за год.

В зависимости от предъявляемых требований и поставленной задачи расчеты рабочих режимов производятся более или менее детально, с различной степенью точности и учетом влияния тех или иных смежных объектов и факторов.

Например, при разработке плана развития электрификации всей страны одновременно с выбором мощности и местоположения электростанций производятся расчеты режимов основных электрических сетей напряжением 220 *кв* и выше. Эти расчеты зачастую носят оценочный характер, нагрузки потребителей обычно известны лишь ориентировочно. Поэтому к точности результатов расчетов рабочих режимов электрических сетей при этом предъявляются меньшие требования. Ряд элементов, например, распределительные сети, в этих расчетах учитывается определенными укрупненными показателями.

При проектировании электрических систем и электрических сетей различных напряжений на основании предварительных расчетов рабочих режимов выбираются параметры линий сети, оборудования и электрических станций, характеристики устройств защиты и автоматики. Эти расчеты производятся уже более детально и с большей степенью точности, однако ряд менее влияющих факторов при этом может не учитываться (см. гл. 6).

В процессе эксплуатации электрических сетей и систем производятся систематические расчеты рабочих режимов. Параметры электрических сетей и оборудования, а также нагрузки потребителей при этом известны более точно. На основании результатов этих расчетов проверяется допустимость параметров режима для отдельных элементов сети, выбираются уставки релейной защиты и устройств автоматики и т. п. Очевидно, что установленное оборудование и линии электрических сетей при их работе должны использоваться наиболее полно и экономично. В связи с этим приходится производить специальные расчеты по оптимизации режимов работы электрических сетей и систем. К числу их относятся расчеты по

определению экономически целесообразного распределения мощностей между электростанциями, по снижению потерь электроэнергии в элементах сети и т. п. (частично эти вопросы рассмотрены в гл. 7). Эти расчеты выполняются со значительно большей степенью точности, при этом приходится оценивать и учитывать различные, даже относительно мало влияющие факторы, которые при проектных расчетах могут не учитываться. В крупных электрических системах расчеты по оптимизации режимов работы электростанций и основных электрических сетей целесообразно производить непрерывно с помощью специальных вычислительных машин. Такие машины в настоящее время разрабатываются.

ГЛАВА ПЕРВАЯ

ЭЛЕМЕНТЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ И ИХ КОНСТРУКТИВНОЕ ВЫПОЛНЕНИЕ

1-1. Состав электрических сетей

В современной электрической системе источники питания часто значительно удалены от ЭП. Поэтому электроэнергия передается по достаточно длинному и сложному пути. На рис. 1-1 в упрощенном виде показан один из возможных путей передачи электроэнергии в крупной энергетической системе (указаны номинальные напряжения сетей). Электроэнергия вырабатывается генератором *Г* при напряжении 18 *кв*, трансформируется повышающим трансформатором *Т* с повышением напряжения до 500 *кв*. При напряжении 500 *кв* энергия передается на расстояние 300 *км*; по концам линии для компенсации действия ее емкостной проводимости включены реакторы *Р*. На подстанции энергия преобразуется с помощью понижающего автотрансформатора *АТ*, частично отбирается на месте, а в основном передается далее на расстояние 200 *км* по линиям 220 *кв*. На последующих подстанциях также производится трансформация энергии с понижением напряжения до 110 *кв*, затем до 35, 10 *кв* и 380 *в* и соответственно передача энергии по линиям 110, 35, 10 *кв* и 380 *в*. Примерные длины линий указаны на схеме. К сети 380 *в* присоединяются ЭП.

На рис. 1-1 показан только один из путей передачи энергии. Фактически от каждой подстанции, где происходит преобразование энергии с понижением или повышением напряжения, отходят и другие линии (показаны стрелками) — в других направлениях, где могут быть использованы и другие номинальные напряжения. Для повышения надежности электроснабжения или улучшения технико-экономических показателей работы сети могут быть осуществлены и дополнительные соединения между различными направлениями. В результате получаются сложнозамкнутые сети разных номинальных напряжений, с многими пунктами генерации и приема энер-

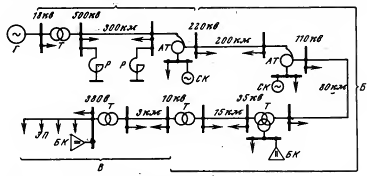


Рис. 1-1. Возможный путь передачи электроэнергии в современной электрической системе:

А — сеть сверхвысокого напряжения; *Б* — питающая (районная) сеть; *В* — распределительная сеть среднего (10 *кв*) и низкого (380 *в*) напряжений.

гии, связанные взаимно трансформаторами и автотрансформаторами с разными коэффициентами трансформации. В каждом конкретном случае схемы соединений линий сети и число используемых ступеней трансформации выбираются в зависимости от взаимного расположения источников и потребителей, их мощности и других условий.

В распределительных устройствах электростанций и подстанций устанавливаются также коммутирующие аппараты и устройства защиты и автоматики. В состав сети входят и различные компенсирующие устройства (рис. 1-1) — батареи конденсаторов БК, синхронные компенсаторы СК, реакторы Р, установки продольно-емкостной компенсации и др. Эти элементы применяются для улучшения электрических свойств сети.

1-2. Воздушные и кабельные линии [1]

Воздушные линии состоят из трех основных элементов: проводов, изоляторов и опор (рис. 1-2). Расстояние между двумя соседними опорами называют длиной пролета или пролетом l линии (рис. 1-3). Под влиянием собственного веса провод в пролете провисает по цепной линии (приближенно — по параболе). Расстояние от точки подвеса до низшей точки провода называют стрелой провеса f. Наименьшее расстояние от низшей точки провода до земли h должно обеспечивать безопасность движения людей и транспорта. Оно зависит от условий местности, от напряжения линии и т. п. Для ненаселенной местности $h = 5 \div 7$ *м*, для населенной 6—8 *м*. Расстояние D между соседними проводами воздушной линии обеспечивает требуемый изоляционный промежуток и зависит в основном от ее номинального напряжения. Для линий 6—10 *кв* это расстояние в среднем равно 1 *м*, 110 *кв* — 4 *м*, 220 *кв* — 7 *м*, 500 *кв* — 12 *м*, 750 *кв* — 15 *м*.

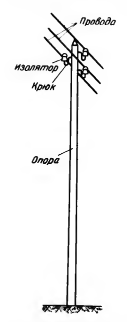


Рис. 1-2. Одностоечная опора воздушной лииии низкого напряжения.

Опоры изготовляют из дерева, железобетона и стали. Высота опоры при горизонтальном расположении проводов определяется размером h и максимальной стрелой провеса f. При креплении проводов на гирляндах изоляторов (рис. 1-4) высота опоры увеличивается еще на длину гирлянды λ (рис. 1-3). Число изоляторов в гирлянде для линий 110 *кв* 6—7; для линий 220 *кв* 12—14 и т. д. Длину пролета линии обычно определяют из экономических соображений. С увеличением длины пролета возрастает стрела провеса, а следовательно, и высота опор, что увеличивает их стоимость. Вместе с тем с увеличением длины пролета уменьшается число опор и снижается стоимость изоляции линии (меньше изоляторов и

[1] Более подробно см. [Л. 3, 9, 25 и др.].

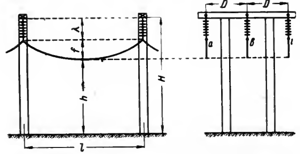


Рис. 1-3. Прслет линии иа опорах с подвесными изоляторами.

арматуры для крепления проводов). В линиях 110 *кв* на деревянных опорах пролеты обычно составляют 150—200 *м* при высоте опор с горизонтальным расположением проводов 13—14 *м*, для линий 220—500 *кв* на металлических опорах они достигают 400—450 *м* при высоте опор 25—30 *м*. Основную часть опор линий составляют облегченные, так называемые *промежуточные* опоры с поддерживающими провода гирляндами изоляторов. Через каждые 3—5 *км* устанавливают более прочные *анкерные* опоры.

Провода линий большей частью выполняются многопроволочными, свиваемыми из отдельных круглых проволок диаметром 2—3 *мм*. При увеличении сечения провода число проволок возрастает. Изготовляются алюминиевые, стальные и сталеалюминиевые провода, ранее изготовлялись провода из дефицитной меди. В сталеалюминиевых проводах внутренние проволочки выполняют из стали, а верхние — из алюминия. Сталь предназначена для увеличения механической прочности, алюминий является токопроводящей частью. В марке провода буквой отмечается его материал: медные М, алюминиевые А, сталеалюминиевые АС. Например, А-50 означает алюминиевый провод сечением

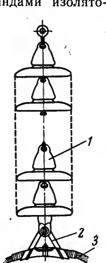


Рис. 1-4. Гирлянда подвесных изоляторов.

1 — изолятор; *2* — зажим для крепления провода; *3* — провод.

50 $мм^2$. Стальные многопроволочные грозозащитные тросы имеют марки С-35, С-50, С-70. На линиях 330 *кв* и выше применяют расщепление проводов: подвешивают одновременно по нескольку проводов в фазе. Этим достигается выравнивание электрического поля около проводов и ослабление явления ионизации воздуха (так называемой короны). Расстояние между проводами расщепленной фазы равно около 40 *см*. Для его

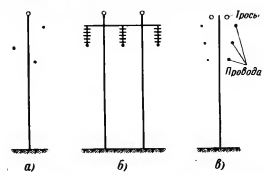


Рис. 1-5. Часто встречающиеся расположения проводов и тросов на опорах.
а — по вершинам треугольника; *б* — горизонтальное; *в* — обратной елкой.

фиксирования вдоль линии устанавливают специальные распорки между проводами.

На рис. 1-5 схематически изображены наиболее часто встречающиеся расположения проводов и грозозащитных тросов на опорах. Расположение проводов по вершине треугольника (рис. 1-5,*а*) широко распространено на линиях до 20—35 *кв* и на одноцепных линиях 110 *кв* на металлических и железобетонных опорах. Горизонтальное расположение проводов (рис. 1-5,*б*) применяют на линиях 35 и 110 *кв* на деревянных опорах и на линиях более высокого напряжения с металлическими и железобетонными опорами. Его применяют также на линиях в районах с сильным гололедом. Для двухцепных опор более удобно с точки зрения монтажа расположение проводов по типу «обратная елка» (рис. 1-5,*в*).

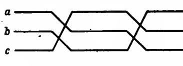


Рис. 1-6. Схема транспозиции проводов линии.

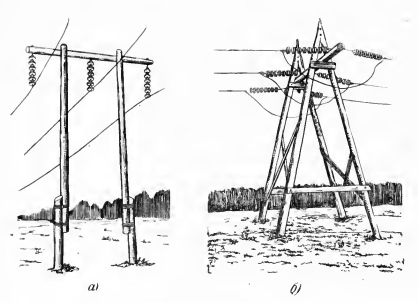


Рис. 1-7. Деревянные опоры линии 110 *кв*.
а — промежуточная П-образная; *б* — анкерная АП-образная.

Различие во взаимных расположениях проводов приводит к различию электрических параметров фаз. Для уравнивания этих параметров применяют *транспозицию* проводов: линия делится на три участка (шага), на которых каждый из трех проводов занимает все три возможных положения (рис. 1-6). На линиях длиной до 100 *км* транспозиция не применяется.

На рис. 1-7—1-9 для иллюстрации приведены некоторые конструкции опор. На рис. 1-7,*а* показана промежуточная деревянная опора со стойками из двух бревен для линии 110 *кв*, а на рис. 1-7,*б* — анкерная опора 110 *кв*, выполненная из целых бревен. На рис. 1-7 хорошо видно различие между анкерными и промежуточными опорами. Анкерная опора более жесткая, на ней провода натягиваются. На промежуточной опоре провода поддерживаются. На рис. 1-8 изображена промежуточная металлическая опора для двухцепной линии 110 *кв*, а на рис. 1-9 — промежуточная металлическая опора портального типа с горизонтальным расположением проводов для линии 220 *кв*.

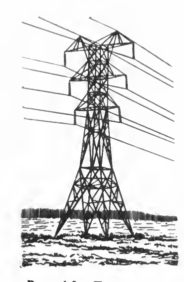


Рис. 1-8. Промежуточная металлическая опора для двухцепиой лииии 110 *кв*.

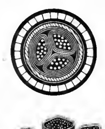
Грозозащитные тросы подвешиваются над проводами воздушных линий для защиты их от атмосферных перенапряжений. На линиях напряжением ниже 220 *кв* тросы подвешиваются только на подходах к подстанциям. При этом снижается вероятность перекрытия проводов линии вблизи оборудования подстанции. На линиях 220 *кв* и выше тросы подвешиваются вдоль всей линии. Обычно используются тросы из стальных проволок. Ранее тросы на линиях всех номинальных напряжений заземлялись наглухо на каждой опоре. Опыт эксплуатации показал, что в замкнутых контурах заземляющей системы тросы — опоры появлялись токи. Они возникали вследствие дей-



Рис. 1-9. Промежуточная металлическая опора лииии 220 *кв*.

ствия э. д. с., наводимых в тросах путем электромагнитной индукции. При этом в ряде случаев в многократно заземленных тросах получались значительные потери электроэнергии [Л. 27], особенно в линиях сверхвысоких напряжений. Исследования показали, что при подвеске тросов повышенной проводимости (сталеалюминиевых) на изоляторах они могут быть использованы в качестве проводов связи и в качестве токонесущих проводов для электроснабжения потребителей малой мощности. Для обеспечения соответствующего уровня грозозащиты линии тросы при этом должны присоединяться к заземлениям через искровые промежутки.

Кабельные линии выполняются специальными кабелями. *Кабелем* называют многопроволочный провод или несколько скрученных вместе взаимно изолированных проводов (жил) при выполнении в общей герметической оболочке. Поверх оболочки могут быть наложены защитные покровы. Силовые кабели напряжением до 35 *кв* включительно изготовляют главным образом с изоляцией из плотной бумаги, пропитанной специальной кабельной массой. Применяются также кабели с резиновой и пластмассовой изоляцией. Токоведущие жилы изготовляют из медных или алюминиевых проволок (рис. 1-10), для уменьшения размеров их выполняют секторной формы и уплотненными. Для придания кабелю круглой формы между отдельными жилами вставляют специальные заполнители. Поверх изоляции кабель опрессовывается бесшовной



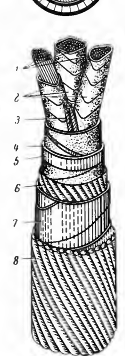


Рис. 1-10. Кабель с вязкой пропиткой на напряжение 10 *кв* типа СБ или АСБ.

1 — медные или алюминиевые жилы; *2* — фазная изоляция из пропитанной маслом бумаги; *3* — заполнители из джута; *4* — поясная изоляция из пропитанной маслом бумаги; *5* — свинцовая оболочка; *6* — джутовая прослойка; *7* — броня из стальной ленты; *8* — джутовый покров.

оболочкой из алюминия или свинца для того, чтобы в изоляцию не попадала влага из воздуха. Для кабелей напряжением до 1 *кв* применяются также оболочки из пластмасс. Для защиты от механических повреждений кабель покрывают броней из стальной ленты. Между металлической оболочкой кабеля и броней и поверх брони накладывают покровы из джута, пропитанные антикоррозионными составами.

Вне зданий кабельные линии прокладывают в земляных траншеях. В больших городах при наличии усовершенствованных покрытий улиц и на крупных промышленных предприятиях кабели прокладывают в специальных железобетонных трубах (блоках) или в туннелях. При этом облегчаются условия замены поврежденных кабелей, но ухудшаются условия охлаждения.

1-3. Трансформаторы, автотрансформаторы, линейные регуляторы

Электрические сети разных номинальных напряжений соединяются через *трансформаторы* или *автотрансформаторы*. Автотрансформаторы могут быть применены только в сетях с глухозаземленной нейтралью, поэтому их не применяют в сетях напряжением 35 *кв* и ниже, работающих в СССР с изолированной нейтралью. Трансформаторы и автотрансформаторы могут быть присоединены в различных пунктах электрических сетей. Режим напряжений в этих пунктах зависит от местных условий: удаленности от источника питания, характера изменения нагрузок, величины потери напряжения и т. п. Эти условия заранее неизвестны, они изменяются в процессе эксплуатации. Трансформаторы и автотрансформаторы снабжают специальными регулировочными ответвлениями, изменяя которые, можно изменить их коэффициент трансформации. Регулировочные ответвления могут переключаться без возбуждения (ПБВ), т. е. с отключением трансформатора, или регулироваться под нагрузкой (РПН). Устройства РПН обычно располагаются на стороне высшего напряжения (ВН) трансформаторов или на стороне среднего напряжения (СН) автотрансформаторов. В автотрансформаторах старых конструкций дополнительные регулировочные агрегаты включались в общую нейтраль, однако при этом условия регулирования напряжения существенно ухудшались. Такие устройства в дальнейшем не рекомендуются.

Трансформаторы с РПН дороже, чем трансформаторы с ПБВ. Удорожание тем больше, чем меньше номинальная мощность трансформатора. Это связано с тем, что стоимость устройства РПН мало зависит от номинальной мощности трансформатора. В понижающих распределительных трансформаторах с ПБВ имеются основное и четыре дополнительных ответвления. Основное ответвление имеет напряжение, равное номинальному напряжению сети 6, 10, 20 *кв*. При этом ответвлении коэффициент трансформации называют номинальным. Дополнительные ответвления отличаются от номинального соответственно на +5; +2,5; —2,5 и —5%. Ранее изготовлялись трансформаторы с ПБВ с двумя дополнительными ответвлениями: +5 и —5%. Изменение регулировочных ответвлений в трансформаторах с ПБВ требует их отключения. Поэтому оно производится очень редко, практически только при сезонном изменении нагрузки.

Трансформаторы с обмотками ВН напряжением 35 *кв* и выше, как правило, должны изготовляться с РПН. Число регулировочных ответвлений в них достаточно велико. Например, для трансформаторов 110 *кв* помимо основного ответвления 115 *кв* имеется еще 18 ответвлений. При этом коэффициент трансформации может изменяться в пределах $\pm 9 \times 1{,}78\% = \pm 16\%$ от номинального. Устройство РПН на регулируемой части обмотки трансформатора или автотрансформатора имеет передвижные контакты, контакторы, используемые при производстве переключений, и токоограничивающее сопротивление. Изменение коэффициента трансформации может производиться вручную или автоматически.

Линейный регулятор ЛР (рис. 1-11) представляет собой регулировочный вольтодобавочный трансформатор. Его контакты *А* и *Б* включаются последовательно с линией или с обмоткой трансформатора, не имеющего устройства РПН. Линейный регулятор состоит из последовательного трансформатора *а* и питающего трансформатора *б*, выполненных в одном баке с маслом. Первичная обмотка питающего трансформатора (контакты *В* и *Г*) присоединяется к сети переменного тока установки. При помощи регулирующего устройства с подвижными контактами *в* и *г* и токоограничивающим сопротивлением *Р* можно изменять величину и направление напряжения, подведенного к первичной обмотке последовательного трансформатора. При этом изменяются вели-

чина и фаза добавочной э. д. с. в обмотке высшего напряжения ЛР. Линейные регуляторы изготовляют на разные номинальные мощности от 400 *ква* до 125 *Мва* с различными номинальными напряжениями. Добавоч-

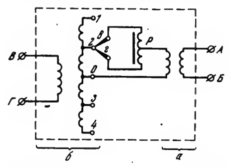


Рис. 1-11. Принципиальная схема одной фазы линейного регулятора *ЛР*.

ная э. д. с., получаемая с помощью ЛР, может изменяться в пределах ±(10—15)% (±6 ступеней) вручную или автоматически. Линейные регуляторы значительно дороже встроенных устройств для регулирования коэффициента трансформации в трансформаторах с РПН. В сетях 6—10 *кв* ЛР выполняются в виде автотрансформаторов.

1-4. Компенсирующие устройства

Компенсирующие устройства условно разделяют: а) на устройства для компенсации реактивной мощности, потребляемой нагрузками и в элементах сети, — синхронные компенсаторы СК, синхронные двигатели СД и поперечно включаемые батареи конденсаторов БК; б) на устройства для компенсации реактивных параметров линий — батареи конденсаторов и реакторы.

В режиме перевозбуждения СК являются генераторами реактивной мощности, а в режиме недовозбуждения — потребителями реактивной мощности. Номинальной мощностью СК является его наибольшая мощность в режиме перевозбуждения. По конструктивным условиям СК в режиме недовозбуждения может потреблять лишь 0,5—0,6 от его номинальной мощности. При работе

СК с номинальной нагрузкой из сети потребляется активная мощность около 2—4% его номинальной мощности. В СССР выпускаются СК, начиная с 5 *Мвар* при напряжении 6,3 *кв* и 15 *Мвар* при 10,5 *кв*. Более экономичными являются СК бóльших номинальных мощностей — 50 *Мвар* и выше. В связи с этим в настоящее время СК находят большее применение на крупных районных подстанциях с высшим напряжением 220 *кв* и выше. Мощность, генерируемая или потребляемая СК, изменяется путем изменения его тока возбуждения вручную или автоматически.

В конденсаторах, применяемых в компенсирующих устройствах, в качестве диэлектрика используется специальная бумага, пропитанная минеральным маслом или синтетической диэлектрической жидкостью. Они изготовляются на напряжения от 220 *в* до 10,5 *кв* однофазными и трехфазными с мощностью 5—100 *квар* в единице. Для получения большей мощности используются БК из отдельных конденсаторов, соединенных последовательно и параллельно. При работе БК из сети потребляется активная мощность около 0,3—0,4% номинальной. Она тратится на потери в диэлектрике и в кожухах конденсаторов.

Батареи конденсаторов, поперечно включенные в сеть, служат в качестве генераторов реактивной мощности. В зависимости от назначения установки поперечного включения БК выполняют регулируемыми (управляемыми) и нерегулируемыми. В нерегулируемых БК число включенных конденсаторов неизменно. Реактивная мощность, генерируемая такой установкой $Q_к$, зависит только от величины напряжения U на зажимах БК:

$$Q_к = U^2 \omega C_к.$$

В регулируемых БК число включенных конденсаторов изменяется в зависимости от режима работы сети автоматически или вручную. В настоящее время изготовляют специальные комплектные БК напряжением 0,38 и 6—10 *кв*. Они снабжены соответствующим пускорегулирующим оборудованием, необходимым для автоматического изменения мощности БК. Это изменение может быть одноступенчатым или многоступенчатым. При одноступенчатом регулировании автоматически отключается или включается вся БК. При многоступенчатом

регулировании автоматически отключаются отдельные секции БК, для этого они снабжаются контакторами или выключателями. Конденсаторы с номинальным напряжением до 1 000 *в* дороже конденсаторов с номинальным напряжением 6—10 *кв*. Однако стоимость пускорегулирующей аппаратуры на напряжение 6—10 *кв* больше, чем соответствующая стоимость при напряжении 0,38 *кв*. Поэтому для регулируемых БК различие в стоимости установок при разных напряжениях уменьшается по сравнению с аналогичными стоимостями для нерегулируемых БК. Например, комплектная регулируемая БК на напряжение 0,38 *кв* стоит 11 *руб/квар*, а на напряжение 6—10 *кв* 7 *руб/квар*. В последней не учтена стоимость выключателей, число которых зависит от числа регулировочных секций.

В установках продольного включения конденсаторы включаются в линию последовательно и служат в основном для компенсации ее реактивного сопротивления. Реактивная мощность, генерируемая этими установками, практически невелика. В нормальном режиме через конденсаторы идет ток $I_н$, соответствующий этому рабочему режиму. Напряжение между зажимами БК при этом составляет величину около 5—20% номинального напряжения сети. При коротких замыканиях в сети ток во много раз превышает величину тока $I_н$. При этом напряжение на БК резко возрастает и достигает 4—5-кратного значения номинального. Столь большие перенапряжения, особенно если они многократны, могут существенно снизить срок службы конденсаторов. Поэтому в установках продольного включения принимают меры к быстрейшему шунтированию конденсаторов при протекании через них тока короткого замыкания. Батареи конденсаторов в этих установках должны быть надежно изолированы от земли на полное номинальное напряжение линии.

Следует иметь в виду, что последовательное включение в сеть БК может быть нежелательным по условиям возникновения тех или иных резонансных явлений. Это требует специальной проверки.

Реакторы также могут быть включены в сеть последовательно и параллельно. Последовательное включение реакторов в сеть применяют с целью уменьшения величины токов короткого замыкания. Поперечное включение реакторов применяют в сетях напряжением 330 *кв* и

выше для компенсации емкости линий. Реактор выполняется в виде катушки с малым активным сопротивлением. Витки ее изолированы друг от друга, а вся катушка в целом изолирована от заземленных частей и закрепляется на каркасе из изолирующего материала. В установках поперечного включения реактор выполняется со стальным сердечником и воздушным зазором.

1-5. Характеристика схем соединений линий и подстанций

При проектировании и эксплуатации электрических сетей и вообще при анализе их работы весьма существенную роль играют схемы соединений линий и подстанций. Обеспечение надежного и экономичного снабжения потребителей электроэнергией требуемого качества зависит в значительной степени от используемых схем соединений линий и подстанций. При проектировании линий обязательно должны выбираться принципиальные схемы подстанций, а при проектировании подстанций должны быть известны схемы линий. При эксплуатации систем электроснабжения потребителей также должны учитываться имеющиеся схемы соединений линий и подстанций.

В электрических сетях используются различные типы схем соединений линий и подстанций. Выбор тех или иных схем зависит от конструктивного выполнения линий и подстанций, протяженности линий и передаваемой по ним мощности нагрузки, характера питаемых по сети потребителей и требований, предъявляемых ими в отношении надежности электроснабжения и т. д. (см. § 6-6). Ниже приводятся краткие сведения о некоторых типовых схемах соединений линий и подстанций.

Электрические сети снабжаются отключающими аппаратами: сети напряжением до 1 000 *в* — рубильниками, плавкими предохранителями и автоматами, а сети более высокого напряжения — выключателями, разъединителями, отделителями и плавкими предохранителями (см. [Л. 3] и др.). Рубильники, автоматы, выключатели служат для оперативного включения и отключения цепей. Разъединители и отделители допускают включение и отключение цепей при сравнительно малых токах нагрузки, обычно не более нескольких ампер, например токов холостого хода силовых трансформаторов. При

перегрузках и коротких замыканиях цепи низкого напряжения автоматически отключаются предохранителями или автоматами. В цепях высокого напряжения для этой цели применяются выключатели, снабженные соответствующей релейной защитой, а при относительно небольших нагрузках и предохранители.

Схемы соединений оборудования подстанций должны быть согласованы со схемами соединения линий и должны удовлетворять требованиям обеспечения надежности и экономичности сети в целом. Для снижения стоимости электрических сетей и затрат цветного металла и стали

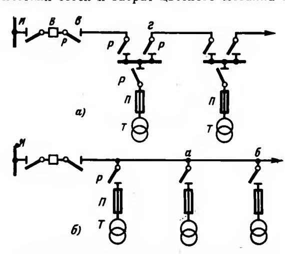


Рис. 1-12. Схемы разомкнутых нерезервированных распределительных сетей.

на их сооружение в настоящее время широко применяют упрощенные схемы сетей, снабженные различными автоматическими устройствами, повышающими надежность их работы.

Районные, промышленные, сельские, городские и другие сети имеют свои особенности. Ниже рассмотрены лишь принципиальные схемы, общие для сетей различных видов.

Схемы разомкнутых нерезервированных электрических сетей являются наиболее простыми и дешевыми. На рис. 1-12,*а* приведена схема такой сети напряжением 6—20 *кв*. Со стороны источника питания *И* она снабжена выключателем *В* с соответствующей релейной защи-

той. Трансформаторы T защищаются плавкими предохранителями $П$. Каждый участок линии присоединяется через разъединители P. Существенным недостатком этой схемы сети является то, что при отключении ее головного участка *вг* все потребители, присоединенные к данной линии, теряют питание на время устранения повреждения.

Нерезервированные разомкнутые сети применяются для электроснабжения менее ответственных потребителей. Наиболее широкое применение они находят в распределительных сетях в сельских и городских районах с коммунально-бытовой нагрузкой. Следует иметь в виду, что нерезервированные разомкнутые схемы целесообразнее применять в воздушных сетях, чем в кабельных. Ремонт ВЛ производится относительно быстро, в течение нескольких часов. При эксплуатации ВЛ легче обеспечить меньшую продолжительность перерыва электроснабжения потребителей за счет относительно несложных мероприятий: подвески тросов, применения автоматического повторного включения, выполнения ремонтных работ под напряжением (см. § 5-5). В случаях повреждения одной из фаз линий возможна временная работа двумя фазами (см. гл. 3). Учитывая изложенное, нерезервированные разомкнутые ВЛ применяют и в питающих сетях напряжением 110, а иногда и 220 *кв*.

Для ВЛ часто применяют более дешевое присоединение потребителей при помощи ответвлений от линии. Такая схема для ВЛ напряжением 6—20 *кв* изображена на рис. 1-12,*б*. В ней присоединение трансформатора T производится через один разъединитель вместо трех, как это имеет место на схеме рис. 1-12,*а*. Однако меньшее количество аппаратов приводит и к меньшему удобству схемы рис. 1-12,*б* в эксплуатации. При ремонте каждого из участков линии, например участка *аб*, приходится отключать всю линию. В кабельных сетях применение этой схемы нецелесообразно, поскольку ремонт этих линий может быть достаточно продолжительным и достигать нескольких суток.

Схемы разомкнутых резервированных и замкнутых электрических сетей применяются для электроснабжения ответственных потребителей. Вопрос о целесообразности сооружения разомкнутых или замкнутых схем сети решается на основании технико-экономических расчетов (см. § 6-2). При этом следует иметь в виду, что стои-

мость оборудования подстанций и прежде всего стоимость выключателей, весьма существенно влияет на выбор схемы сети. Для примера укажем, что один выключатель напряжением 110 *кв* стоит около 25 тыс. руб., а разъединитель или отделитель на то же напряжение около 2 тыс. руб., т. е. во много раз меньше. В связи с этим в настоящее время в сетях 110—220 *кв* большое распространение получили упрощенные схемы подстанций без выключателей или с очень ограниченным количеством выключателей на стороне высшего напряжения подстанции. Однако применение более простых и дешевых схем подстанций предъявляет значительно бо́льшие требования к устройствам релейной защиты и автоматики. В ряде случаев оказывается, что защита и эксплуатация резервированных сетей с упрощенными схемами подстанций настолько усложняется, а надежность электроснабжения снижается, что приходится отказываться от таких схем. Проиллюстрируем сказанное на примерах.

В случае разомкнутых резервированных сетей в одном направлении обычно прокладывают две линии. На рис. 1-13 изображены простейшие схемы такой сети для питания одной подстанции, на которой установлено два трансформатора. Нормально линии и трансформаторы работают раздельно, каждая цепь питает свою нагрузку. При повреждении одной из цепей она отключается выключателями *В* с двух сторон и питание соответствующей нагрузки временно прекращается. Немедленно срабатывает устройство автоматического ввода резерва (АВР), включающее секционный выключатель *ВС* на стороне первичного напряжения (рис. 1-13,*а*) или на стороне вторичного напряжения (рис. 1-13,*б*) трансформатора. После этого питание потребителей полностью восстанавливается (если достаточна мощность трансформаторов). Перерыв в электроснабжении равен времени отключения поврежденной цепи защитой и включения выключателя *ВС* устройством АВР, т. е. не более 2—3 *сек*. Схема может работать и без устройства АВР. Тогда вместо выключателя *ВС* используют нормально отключенный разъединитель *Р*. В этом случае питание потребителей восстанавливается оперативным персоналом вручную, что требует значительно большего времени, особенно при отсутствии дежурного персонала на подстанции. Выезд оперативной бригады на место может

потребовать до 1—2 *ч.* Схема сети, изображенная на рис. 1-13,*б*, требует меньше аппаратуры по сравнению со схемой рис. 1-13,*а* и, следовательно, является более дешевой. Однако релейная защита этой схемы является более сложной; в ряде случаев для обеспечения надежной работы защиты в схеме рис. 1-13,*б* приходится включать дополнительные аппараты — короткозамыкатели и др. Подробнее об этом см. [Л. 3] и рис. 1-14.

Для нескольких подстанций, расположенных в одном направлении, применяют схемы сквозных магистра-

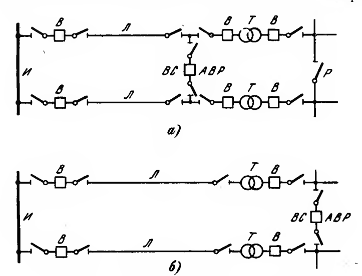


Рис. 1-13. Схемы разомкнутых резервированных сетей.

а — схема с АВР на стороне высшего напряжения; *б* — схема с АВР на стороне низшего напряжения.

лей. На рис. 1-14 изображены две линии сети, отходящие от шин источника питания. К ним присоединены три понижающие подстанции. В целях иллюстрации все подстанции имеют различные схемы. Трансформаторы подстанции *1* присоединены к линиям сети через выключатели, трансформаторы подстанции *2* — по более дешевой схеме без выключателей. Для обеспечения надежной работы защиты сети на подстанции *2* установлены короткозамыкатели *КЗ* и отделители *О*.

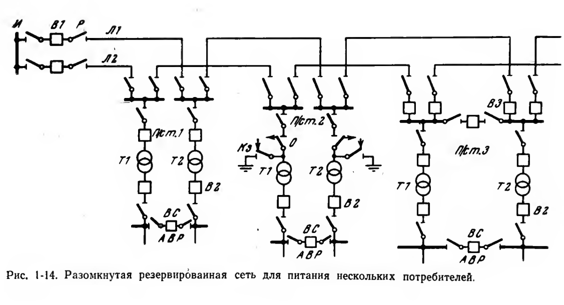


Рис. 1-14. Разомкнутая резервированная сеть для питания нескольких потребителей.

Если повреждена линия, например *Л1*, она отключается выключателем *В1* на шинах источника питания и выключателями *В2* на стороне вторичного напряжения всех подстанций. На секционном выключателе *ВС* работает устройство АВР, и питание всех потребителей восстанавливается. Если количество подстанций, присоединяемых к линиям по рассматриваемой схеме, превышает две-три, то эксплуатация сети затрудняется, а надежность ее работы снижается. Это связано с большим количеством участков сети, которые могут повреждаться более часто. Кроме того, они должны ремонтироваться. В то же время при ремонте или повреждении каждого из участков должна быть отключена целиком соответствующая линия. Это увеличивает вероятность одновременного отключения обеих линий и полного обесточения потребителей. Для предотвращения этого ряд подстанций, присоединяемых к линиям *Л1* и *Л2*, выполняют по более сложным схемам. В качестве примера указана схема подстанции *3*, где каждый элемент сети — линия, трансформатор присоединен через отдельный выключатель. В этом случае при повреждении линии *Л1* она отключается выключателем *В1* на шинах источника и выключателем *В3* на подстанции *3*, т. е. не на всем ее протяжении, а на участке *И—п/ст. 3*.

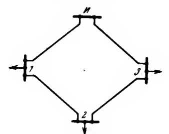
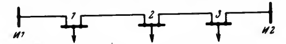


Рис. 1-15. Схема кольцевой сети.

Разомкнутые резервированные схемы сети обычно применяют в тех случаях, когда объединение на параллельную работу линий и трансформаторов невозможно из-за больших значений токов короткого замыкания, которые не могут быть отключены установленными в сети аппаратами. Недостатками таких сетей являются: а) относительно большие потери мощности и энергии в сети (по сравнению с потерями в замкнутых схемах сети, работающих при одинаковых напряжениях источников питания); б) значительная стоимость сети вследствие большого запаса по пропускной способности, который используется лишь в аварийных режимах работы; в) наличие, хотя и непродолжительного перерыва в подаче

энергин, что может быть иеприемлемо для ряда потребителей. Достоинствами разомкнутых резервнрованных схем являются: а) простота защнты; б) наглядность схемы; в) возможиость приключеиня отдельиых линий к разлнчным шииам источника питания илн даже к разиым нсточннкам; г) удобство применеиия прн развитни



Рнс. 1-16. Лнния с двусторонним питанием.

и рекоиструкцин существующнх сетей. Различные варианты такнх сетей иаходят шнрокое прнменение в питающнх и распределительных сетях.

Схемы замкнутых сетей могут быть весьма разнообразны в зависнмостн от местиых условнй. Простейшнми замкнутымн сетямн являются кольцевые сети (рис. 1-15 нлн схема на рнс. 1-13 при параллельиой работе лииий) и лииия с двустороинним питаннем (рнс. 1-16) *. В этих схемах каждая иагрузка в иормальиом режиме может питаться с двух сторон. Прн поврежденнях на любом из головных участков сети питанне не прекращается, а происходнт по другому, оставшемуся в работе головному участку лннин. В связн с этнм пропускиая способность каждого головного участка должна быть рассчнтаиа на полную нагрузку всей сетн. Это же относнтся к мощиости нсточннков пнтання в лннни с двусторонним пнтаинем. Все это увелнчивает расход цветного металла на сеть и затраты иа ее сооруженне. В замкнутых сетях в нормальном режнме каждая иагрузка может пнтаться

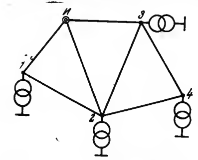


Рис. 1-17. Сложнозамкнутая схема пнтающей сети.

* Для простоты на схемах рнс. 1-15 и далее не показаны отключающие аппараты.

по кратчайшему пути. Поэтому потери мощности и энергии в них при заданных параметрах сети и ее нагрузках и при одинаковых напряжениях источников питания могут быть наименьшими.

Для снижения величины запаса пропускной способности применяют более сложные схемы замкнутых сетей. На рис. 1-17 изображен схематически участок сложнозамкнутой схемы питающей сети.

При питании замкнутых сетей от разных источников, имеющих различные значения напряжений по величине и по фазе, в замкнутой сети возникают уравнительные токи. При этом могут увеличиваться потери мощности и энергии и ухудшаться экономические показатели работы замкнутой сети по сравнению с работой ее при

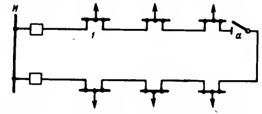


Рис 1-18. Петлевая схема распределительной сети.

одинаковых напряжениях источников. Поэтому замкнутые сети предпочитают питать от шин одного источника или с разных секций шин одного источника. Желательно также, чтобы они были более однородными.

Защита замкнутых сетей более сложна, чем разомкнутых. В отдельных случаях возможны неправильные, неселективные действия защиты в замкнутых сетях. Более сложные схемы замкнутых сетей менее наглядны, что иногда затрудняет отыскание персоналом места повреждения в сети. Для упрощения защиты распределительные замкнутые сети (промышленные, городские) часто эксплуатируют по разомкнутым, так называемым петлевым схемам.

На рис. 1-18 приведена распределительная сеть напряжением 6—10 *кв*, сооруженная по петлевой схеме. В нормальном режиме разъединитель в точке *а* отключен, и сеть работает разомкнуто. Для уменьшения потерь мощности и энергии точку размыкания сети стара-

ются совместить с точкой токораздела, имеющей место при работе сети по замкнутой схеме. Этого не всегда удается достигнуть. При повреждении головного участка, например участка *И1*, питание потребителей на участке *И1а* прекращается на время, необходимое для производства оперативных переключений персоналом. Для потребителей, допускающих подобный перерыв в питании, применение петлевых схем возможно. Для улучшения режима напряжения и снижения потерь мощности и электроэнергии целесообразно в месте деления петлевой линии устанавливать предохранитель на относительно малый номинальный ток и работать по замкнутой схеме. При повреждении любого участка сети вначале перегорает предохранитель, установленный в месте деления линии, а затем отключается выключатель, установленный на головном участке линии, ближайшем к месту повреждения.

Замкнутые схемы, так же как и разомкнутые резервированные, находят достаточно широкое применение в питающих сетях. За рубежом они часто применяются и в распределительных сетях. В настоящее время не может быть рекомендовано единой схемы сети, пригодной для всех возможных условий. Целесообразность выбора той или иной схемы сети зависит от величины и месторасположения нагрузок, от категории потребителей, от конструктивного выполнения применяемой сети и т. п. Выбор схемы сети для конкретных заданных условий производят на основании технико-экономического сравнения различных вариантов схем, которые могут быть целесообразны в данных условиях (см. гл. 6).

Роль защиты и автоматики в работе электрических сетей очень велика. При надлежащем выборе этих устройств может быть существенно повышена надежность электроснабжения потребителей, улучшены технико-экономические показатели сооружения и эксплуатации сети.

Устройства релейной защиты должны реагировать на параметры режима защищаемого элемента сети. Если происходит недопустимое изменение этих параметров в случае повреждения или ненормального режима, устройство защиты должно срабатывать и воздействовать на отключение соответствующих выключателей или на включение информирующей персонал сигнализации.

Устройства системной автоматики предназначены для управления режимами работы системы и регулирования их параметров. Они широко применяются в электрических системах. С их помощью достигается существенное повышение надежности и экономичности работы систем электроснабжения потребителей.

Основными типами автоматических устройств, используемых в целях повышения надежности электроснабжения потребителей, являются: а) автоматическое включение резервных источников питания (АВР), см., например, схемы сети на рис. 1-13; б) автоматическое повторное включение (АПВ) линий, трансформаторов и шин, отключенных соответствующей защитой при появлении на них преходящих коротких замыканий, которые самоликвидируются после снятия напряжения с элемента; в) автоматическая частотная разгрузка (АЧР) системы при возникновении в ней дефицита активной мощности, например, при отключении источников питания значительной мощности; при этом часть потребителей временно отключается, а остальные работают с приемлемыми параметрами режима. После включения резервных источников питание всех потребителей восстанавливается. При отсутствии АЧР при этом могло бы возникнуть нарушение устойчивости параллельной работы электростанций системы и прекращение питания всех потребителей.

Устройства автоматики применяют также для автоматического регулирования напряжения. С помощью автоматических регуляторов возбуждения (АРВ) изменяют ток возбуждения, а следовательно, и напряжение на зажимах синхронных генераторов, компенсаторов и двигателей. Автоматические регуляторы напряжения (АРН) используют для переключения под нагрузкой регулировочных ответвлений трансформаторов и автотрансформаторов с РПН, линейных регуляторов и для изменения числа включенных конденсаторов в управляемых конденсаторных батареях. Устройства автоматики используют также для регулирования частоты и экономического распределения мощности между генераторами электростанций системы.

При проектировании электрических сетей необходимо учитывать наличие устройств защиты и автоматики, наиболее полно их использовать и правильно формулировать требования, предъявляемые к этим устройствам.

СИММЕТРИЧНЫЕ СИНУСОИДАЛЬНЫЕ РЕЖИМЫ РАБОТЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

2-1. Характеристика симметричных синусоидальных рабочих режимов и задача их расчета

В общем случае рабочие режимы электрических сетей являются несимметричными и несинусоидальными. В целях упрощения расчетов этих режимов используют разложение на симметричные составляющие. Для каждой из основных гармоник должны быть составлены расчетные схемы прямой, обратной и нулевой последовательностей. Симметричный синусоидальный режим является частным случаем. Фактически он является режимом прямой последовательности основной частоты. Если степень несимметрии и несинусоидальности кривых токов и напряжений относительно невелика, то для определения параметров режима электрической сети достаточно знать параметры режима прямой последовательности основной частоты. В связи с этим расчеты симметричных синусоидальных режимов имеют самостоятельное значение при рассмотрении рабочих режимов, хотя они и являются составляющими в характеристике действительных несимметричных и несинусоидальных режимов. Таким образом, умение рассчитать симметричные синусоидальные рабочие режимы является практически очень важным. Ими определяются условия электроснабжения потребителей. Эти расчеты выполняются достаточно часто. Несимметрия и несинусоидальность проверяются изредка по техническим и экономическим ограничивающим условиям.

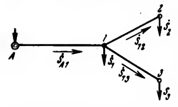


Рис. 2-1. Однолинейная схема разомкнутой сети.

A — источник питания; *1, 2, 3* — потребители.

Симметричные синусоидальные режимы работы трехфазных электрических сетей характеризуются одинаковыми значениями параметров режима (модулей токов, напряжений, мощностей) отдельных фаз и синусоидаль-

ной формой кривых токов и напряжений. Значение полной мощности $\dot{S}$ для трехфазной цепи в этих условиях определяется комплексным числом

$$\dot{S} = \sqrt{3}\dot{U}\hat{I} = P + jQ, \qquad (2\text{-}1)$$

где $\hat{I}$ — комплексное значение тока соответствующей ветви сети; $\dot{U}$ — комплексное значение увеличенного в $\sqrt{3}$ фазного напряжения в рассматриваемом узле сети; P и Q—активная и реактивная мощность.

Графически электрическую сеть изображают в виде условной однолинейной схемы (рис. 2-1). Стрелками в узлах сети отмечают нагрузки потребителей и мощности источников питания, а также пути передачи энергии вдоль линий. Величина полной мощности изменяется вдоль линий сети. Значения мощности у передающего и приемного концов линии (например, у пунктов A и 1 линии $A1$ на рис. 2-1) неодинаковы. На схеме иногда указывают средние значения мощности — например $\dot{S}_{A1}$, $\dot{S}_{12}$ и $\dot{S}_{13}$ на схеме рис. 2-1.

При расчетах рабочих режимов все элементы сети представляются схемами замещения с соответствующими параметрами. В настоящее время существует значительное количество различных методов расчетов. Каждый из них обладает соответствующими достоинствами и недостатками и имеет определенную целесообразную область применения. Она зависит от напряжения сети, ее схемы, точности исходных данных и требуемой точности результатов расчетов, используемых расчетных средств, квалификации расчетчика и т. п. Правильный выбор целесообразного метода расчета является весьма важным, так как при этом может быть существенно сокращен объем вычислительной работы. В ряде случаев при неправильно выбранном методе расчет вообще не может быть выполнен или же его результаты получаются в значительной степени искаженными.

Проектные и эксплуатационные расчеты различаются прежде всего точностью исходных данных, особенно нагрузок. В проектных расчетах эти данные являются менее достоверными. Поэтому и требования к точности результатов этих расчетов оказываются меньшими. Наибольшей точности требуют расчеты по оптимизации рабочих режимов существующих электрических сетей (см.

§ В-5). Обычно численные значения параметров схемы замещения целесообразно задавать двумя-тремя значащими цифрами. В зависимости от условий расчета и определяемой величины, как правило, результат достаточно получать с тремя-четырьмя значащими цифрами. Необходимая точность выполнения вычислительных операций при этом определяется применяемым методом расчета.

В распределительных сетях длины участков сети и их нагрузки относительно невелики, значения напряжений в узлах очень мало различаются по величине и фазе. Потери мощности на каждом участке сети также очень малы. Поэтому расчеты режимов для этих сетей ведутся упрощенно. В питающих сетях длины линий и нагрузки элементов сети в значительной степени возрастают. Поэтому расчеты приходится выполнять более точно с учетом потерь мощности на участках сети и различия напряжений в узлах.

Существенно усложняются расчеты электрических сетей при наличии нелинейных элементов. Основными нелинейными элементами сети являются нагрузки, заданные мощностями. При этом уравнения связи между токами и напряжениями оказываются не линейными, а второго порядка. В связи с этим не могут быть непосредственно использованы, например, методы линейной алгебры. Некоторые другие нелинейные элементы, например вентильные преобразователи, обычно входят в состав нагрузок и дополнительного анализа не требуют. Для упрощения расчетов нелинейных схем применяют итеративные методы и линеаризацию характеристик нелинейных элементов.

Вручную практически возможно рассчитать относительно несложные разомкнутые и замкнутые схемы сетей. При этом система решаемых уравнений не должна содержать более 10—20 уравнений, даже при применении итеративных методов расчета. Несколько упрощаются расчеты и может быть расширен их объем при использовании статических моделей переменного и постоянного тока. Расчеты сложнозамкнутых сетей целесообразно проводить с использованием ЦВМ.

Ниже более подробно рассматриваются методы, целесообразные для проведения расчетов вручную, и дается общее представление о выполнении расчетов для более сложных случаев.

2-2. Схемы замещения и параметры элементов электрических сетей

Линии. Линии электрических сетей обладают почти равномерно распределенными по длине *погонными параметрами:* активным r и индуктивным x сопротивлениями, активной g и емкостной b проводимостями. В практических расчетах для линий сравнительно небольшой длины l — воздушных до 150—250 *км* и кабельных — до 30—50 *км*, равномерно распределенные параметры линии можно заменять сосредоточенными R, X, G и B. При этом можно принять $R=rl$; $X=xl$; $G=gl$; $B=Bl$. Соответствующая этому условию П-образная схема замещения линии приведена на рис. 2-2. Эти же схемы могут быть применены и для длинных линий. Для этого линии должны быть разделены на участки указанной длины и замещены цепочечной схемой, составленной из П-образных схем для отдельных участков (рис. 2-3).

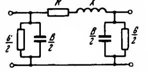


Рис. 2-2. П-образная схема замещения линии.

Активное сопротивление проводов и кабелей обычно применяемых поперечных сечений F при частоте 50 *гц* практически равно омическому сопротивлению. Явление

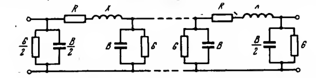


Рис. 2-3. Цепочечная схема замещения длинной линии.

поверхностного эффекта при этом может не учитываться. Погонное омическое сопротивление (на 1 *км* длины) может быть определено для голых проводов ВЛ и кабелей при температуре +20 °С по данным, приведенным в справочной литературе (см., например, [Л. 21, 42], а также приложение П1). Приближенно для алюминиевых и сталеалюминиевых проводов

$$r=\frac{32}{F},\ \textit{ом/км},$$

где F — номинальное поперечное сечение алюминиевой части провода или жилы кабеля, *мм²*.

Погонные индуктивные сопротивления фаз ВЛ в общем случае различны [Л. 25]. Они зависят от взаимного расположения токоведущих проводников и геометрических размеров. При расчетах симметричных режимов пользуются средними значениями x, влияние многократно заземленных тросов и второй параллельной линии не учитывают даже при расположении цепей на общих опорах. Погонное индуктивное сопротивление проще всего определять по таблицам (см. приложение П2-1), пользуясь исходными данными — маркой провода и среднегеометрическим расстоянием $D_{ср}$ между проводами отдельных фаз:

$$D_{ср} = \sqrt{D_{ab} D_{bc} D_{ca}},$$

где D_{ab}, D_{bc}, D_{ca} — расстояния между проводами отдельных фаз соответственно a, b и c. При горизонтальном расположении проводов с расстоянием D между соседними проводами $D_{ср} = D\sqrt[3]{2} \approx 1{,}26D$. При расположении проводов в сечении по углам равностороннего треугольника со стороной D—$D_{ср}=D$. При отсутствии таблицы или графика значение x определяется по формуле

$$x = 0{,}145 \lg \frac{D_{ср}}{\rho}, \qquad (2\text{-}2)$$

где $\rho = a\rho_п$ — приведенный к поверхностному распределению тока радиус провода (в тех же единицах, что и $D_{ср}$); $\rho_п$ — внешний радиус поперечного сечения провода (см. приложение П1); a — коэффициент, равный 0,75 для алюминиевых и 0,95 для сталеалюминиевых проводов.

В среднем погонные индуктивные сопротивления ВЛ составляют 0,33—0,42 *ом/км*.

Для линий с расщепленными проводами в фазах в формулу (2-2) вместо приведенного радиуса ρ надо подставлять эквивалентный радиус $\rho_э$, равный для двух проводов в фазе с расстоянием d между ними $\sqrt{\rho_п d}$, при расщеплении на три провода $\rho_э = \sqrt[3]{\rho_п d^2}$, и в случае четырех проводов в фазе $\rho_э = \sqrt[4]{\sqrt{2}\rho_п d^3}$.

При двух проводах в фазе индуктивное сопротивление линии снижается примерно на 15—20%, при трех проводах — на 25—30%.

Индуктивные сопротивления трехжильных кабелей значительно меньше, чем для проводов ВЛ. В среднем они равны: для кабелей 35 *кв* — 0,12; 3—10 *кв* — 0,07—0,08 и до 1 *кв* — 0,06—0,07 *ом/км.*

Активная проводимость линии определяется потерями активной мощности в изоляции и диэлектриках. В ВЛ всех напряжений потери в изоляторах невелики даже в районах с сильно загрязненным воздухом, поэтому их не учитывают. В ВЛ напряжением 110 *кв* и выше при определенных условиях возникает коронирование проводов, обусловленное интенсивной ионизацией окружающего провод воздуха и сопровождающееся фиолетовым свечением и характерным потрескиванием. Особенно интенсивно провода коронируют в сырую погоду, при этом потери на корону увеличиваются в десятки раз по сравнению с потерями при хорошей погоде. Наиболее радикальным средством снижения потерь мощности на корону $\Delta P_к$ является увеличение диаметра провода. С его увеличением напряженность электрического поля, а следовательно, и интенсивность ионизации воздуха вблизи провода уменьшаются. В связи с этим в ПУЭ [Л. 34] установлены наименьшие значения допустимых диаметров проводов из условий короны и соответствующих марок проводов: для линий 110 *кв*—АС-70; 150 *кв*—АС-120; 220 *кв*—АС-240; 330 *кв*—АСО-600 и 2×АСО-240 (два провода в фазе); 500 *кв* — 2×АСО-700 и 3×АСО-400 (два и три провода в фазе соответственно).

Потери активной мощности на корону в проводах ВЛ напряжением 110—220 *кв* при указанных и бо́льших сечениях проводов незначительны (единицы киловатт на 1 *км* длины линии), поэтому в расчетах их не учитывают. В линиях сверхвысоких напряжений применяются провода с расщепленной фазой, при хорошей погоде потери на корону в них также незначительны. Однако при плохой погоде потери на корону в линиях 500—750 *кв* достигают 100 *квт* и более на 1 *км* длины линии, что при значительной протяженности этих линий является уже достаточно существенным. Потери на корону в значительной степени зависят также от фактического значения напряжения по сравнению с номинальным напряжением. Это особенно важно учитывать в линиях сверхвысоких напряжений. Например, в линии с номинальным напряжением 750 *кв* при повышении напряжения на 5% потери на корону увеличиваются в среднем

на 35%, а при понижении напряжения на 5% потери соответственно снижаются на 20—25% по сравнению с потерями при номинальном напряжении. Отсюда следует одно из возможных мероприятий по снижению потерь на корону: в линиях сверхвысоких напряжений при плохой погоде может быть целесообразным некоторое снижение напряжения по сравнению с его номинальным значением (см. § 7-3).

В кабельных линиях 35 *кв* и ниже потери мощности в диэлектриках малы и их не учитывают. В кабельных линиях 110 *кв* и выше потери в диэлектриках составляют несколько киловатт на 1 *км* длины.

Таким образом, погонная активная проводимость линии $g=\Delta P_к/U^2$ является переменным и нелинейным параметром. Ее следует учитывать в основном в линиях сверхвысоких напряжений. При этом более целесообразно представлять величину $\Delta P_к$ для данного участка линии в виде дополнительной нагрузки.

Емкостная проводимость линии обусловлена емкостью между проводами и между проводами и землей. В общем случае погонная емкостная проводимость для разных фаз ВЛ различна [Л. 25]. Она определяется взаимным расположением фазных проводов, геометрическими размерами, высотой подвеса над землей, наличием заземленных тросов и второй, параллельной линии. При расчетах симметричных рабочих режимов используются средние значения погонной емкостной проводимости, зависящие от величин $\rho_п$ и $D_{ср}$, а для линий сверхвысоких напряжений и от высоты подвеса проводов над землей. Для ВЛ средняя погонная проводимость может быть определена по приложению П2-2 или по следующей формуле:

$$b=\frac{7,58}{\lg\frac{D_{ср}}{\rho_п}}10^{-6},\ сим/км. \qquad (2\text{-}3)$$

С учетом влияния земли величина b определяется по формуле

$$b=\frac{7,58}{\lg\frac{D_{ср}H_L}{\rho_п H_M}}10^{-6}, \qquad (2\text{-}3а)$$

где H_L и H_M — среднегеометрические расстояния между проводами линии и их зеркальными отражениями от-

иоснтельно поверхиости земли;

$$H_L = \sqrt[3]{H_{aa}H_{bb}H_{cc}}$$

и

$$H_M = \sqrt{H_{ab}H_{bc}H_{ca}}.$$

При определенин значенний H_L и H_M следует считаться с провесом проводов. Прн этом криволииейный провод заменяется эквивалентным прямолинейным с расстояннем

$$h_э = h + \frac{1}{3} f,$$

где велнчнны h и f указаны на рнс. 1-3. Учет влняиня расщепленных проводов в фазе производнтся так же, как н прн определенин погонного иидуктивного сопротнвлення. В приближенных расчетах можно приннмать среднне значення: для линий 110—330 *кв* с нерасщепленными проводами $b=2{,}7\cdot10^{-6}$ и для линий 330—750 *кв* с расщеплеиными проводами — $3{,}8\cdot10^{-6}$ *сим/км.* Таким образом, расщепленне проводов в фазе существеиио повышает емкостиую проводнмость ВЛ. Для кабельных линий значення b значительно выше, чем для ВЛ из-за малых расстояиий между фазнымн проводннками и заземлеинымн оболочкамн н в связи с большой диэлектрической постояиной изоляцнн.

Наличне емкостн в лннни обусловливает протекание емкостных токов. Емкостные токи опережают иа 90° соответствующне фазные иапряжения. В действнтельных лниях с равномерно распределеннымн по длине параметрамн емкостиые токи неодннаковы вдоль лнини, так как напряженне вдоль лнннн непостояиио по величние. Еслн предположнть постояниое по велнчиие иапряжеине, то емкостный ток

$$I_C = U_ф b l,$$

где $U_ф$ — фазное напряженне лииин.

Емкостная мощность лннин, называемая ниаче *мощностью, генерируемой линией*, равна:

$$Q_C = 3I_C U_ф = 3U_ф^2\, bl = U^2 bl,\ \ Мвар, \qquad (2\text{-}4)$$

где U — междуфазное напряжение, *кв*.

Из формулы (2-3) следует, что емкостная проводнмость лииин мало завнсит от расстояиий между проводамн и днаметра провода. Мощиость, геиерируемая ли-

нией, сильно зависит от напряжения линии. Для ВЛ напряжением 35 *кв* и ниже она весьма мала. Для линии 110 *кв* длиной 100 *км* $Q_C \approx 3$ *Мвар*, для линии 220 *кв* длиной 100 *км* $Q_C \approx 13$ *Мвар*.

Емкостные токи кабельных линий значительно больше из-за малых расстояний между фазами и большой диэлектрической постоянной диэлектрика. Однако практически их учитывают только при напряжениях более 20 *кв*.

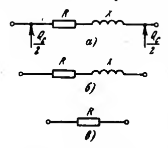


Рис. 2-4. Упрощенные схемы замещения линий.

а — для ВЛ напряжением 110 *кв*; *б* — для ВЛ напряжением 35 *кв*; *в* — для кабельной линии напряжением 6—20 *кв* и ниже.

Таким образом, для линий напряжением 110 *кв* и ниже схемы замещения могут быть упрощены по сравнению с П-образной схемой, изображенной на рис. 2-2. На рис. 2-4,*а* изображена схема замещения для ВЛ 110 *кв*, в которой вместо емкостных проводимостей представлены значения генерируемых реактивных мощностей $Q_C/2$. Значения Q_C считаются приблизительно постоянными и определяются по формуле (2-4) при номинальном напряжении:

$$Q_C = U_н^2 B.$$

Значения $Q_C/2$ учитываются в значениях нагрузок, присоединенных в соответствующих узлах сети. Для ВЛ напряжением 35 *кв* и ниже емкостную проводимость можно вообще не учитывать (рис. 2-4,*б*). При расчетах рабочих режимов для кабельных сетей напряжением 10 *кв* и ниже можно не учитывать и индуктивное сопротивление, и емкостную проводимость (рис. 2-4,*в*). Для ВЛ сверхвысокого напряжения сечения проводов получаются весьма большими и активное сопротивление оказывается много меньше реактивного. Поэтому для них в ряде случаев, наоборот, можно не учитывать активное сопротивление (в тех случаях, когда не производится оценка экономичности работы сети).

Следует подчеркнуть, что указанные упрощения схем замещения справедливы для расчетов нормальных рабочих режимов. При анализе других режимов необходи-

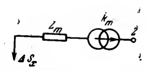


Рис. 2-5. Схема замещения двухобмоточного трансформатора.

мо иметь в виду все элементы схемы и учитывать их в случае необходимости. Рассмотрим, например, разветвленную воздушную (или кабельную) сеть напряжением 35 *кв* и ниже, работающую с изолированной нейтралью. При большой протяженности сети в нейтрали будет протекать значительный по величине емкостный ток, обусловленный наличием емкости между проводами и землей. Величина его может достигать десятков ампер и для его компенсации приходится применять специальные дугогасящие аппараты. В то же время при расчете рабочих режимов отдельных линий или участков сети небольшой длины емкостными токами можно пренебречь, поскольку они значительно меньше токов нагрузки.

Трансформаторы и автотрансформаторы. В расчетах электрических сетей *двухобмоточные трансформаторы* обычно представляют в виде упрощенной Г-образной схемы (рис. 2-5). Потери холостого хода представляются в виде дополнительной нагрузки

$$\Delta\dot{S}_x = \Delta P_x + j\Delta Q_x; \qquad (2\text{-}5)$$

здесь ΔP_x — потери мощности в стали, равные потерям при холостом ходе трансформатора; ΔQ_x — намагничивающая мощность трансформатора;

$$\Delta Q_x \approx \frac{I_x}{100}\dot{S}_н, \qquad (2\text{-}6)$$

где I_x — ток холостого хода трансформатора в процентах от его номинального тока; $\dot{S}_н$ — номинальная мощность трансформатора.

Для распределительных сетей и при приближенных расчетах питающих сетей обычно учитывают только активное и индуктивное сопротивление трансформаторов.

Активное сопротивление обмоток двухобмоточного трансформатора определяют по известным потерям мощности в обмотках трансформатора $\Delta P_м$, *квт*, при его но-

минальной нагрузке

$$\Delta P_{м} = 3I^2_{н} R_{т} \cdot 10^{-3} = \frac{S^2_{н}\ [ква^2]\ R_{т}\ [ом]}{10^3 U^2_{н}\ [кв^2]}, \qquad (2\text{-}7)$$

откуда

$$R_{т} = \frac{\Delta P_{м}\ [квт]\ U^2_{н}\ [кв^2]\ 10^3}{S^2_{н}\ [ква^2]},\ ом. \qquad (2\text{-}8)$$

В практических расчетах потери мощности в обмотках трансформатора при его номинальной нагрузке принимают равными потерям короткого замыкания при номинальном токе трансформатора, т. е. $\Delta P_{М} \approx \Delta P_{К}$.

Зная напряжение короткого замыкания $e_{к}$ трансформатора, численно равное падению напряжения в его обмотках при номинальной нагрузке, выраженное в процентах от его номинального напряжения, т. е.

$$e_{к} = \frac{\sqrt{3} Z_{т} I_{н}}{U_{н}} 100 = \frac{Z_{т}\ [ом]\ S_{н}\ [ква]}{10 U^2_{н}\ [кв^2]}, \qquad (2\text{-}9)$$

можно определить полное сопротивление обмоток трансформатора

$$Z_{т} = \frac{10 e_{к} U^2_{н}\ [кв^2]}{S_{н}\ [ква]},\ ом, \qquad (2\text{-}10)$$

а затем и индуктивное сопротивление рассеяния обмоток трансформатора

$$X_{т} = \sqrt{Z^2_{т} - R^2_{т}}. \qquad (2\text{-}11)$$

Для крупных трансформаторов, имеющих очень небольшое активное сопротивление, обычно определяют индуктивное сопротивление из следующего приближенного условия:

$$X_{т} \approx Z_{т} = \frac{10 e_{к} U^2_{н}\ [кв^2]}{S_{н}\ [ква]}. \qquad (2\text{-}11а)$$

При пользовании формулами (2-8)—(2-11а) следует учитывать, что сопротивления обмоток трансформатора могут быть определены при номинальном напряжении как его первичной, так и вторичной обмотки. В практических расчетах удобнее определить $R_{т}$ и $X_{т}$ при номинальном напряжении той обмотки, для сети которой ведут расчет (см. далее пример 2-3). Если обмотка

трансформатора имеет устройство РПН, то принимается $U_н$ для основного вывода обмотки.

Коэффициент трансформации трансформатора в общем случае определяется комплексным числом

$$\dot{k}_т = \frac{U_I}{U_{II}} e^{-jm\frac{\pi}{6}}, \qquad (2\text{-}12)$$

где m — номер группы соединений обмоток трансформатора по часовой системе, определяющий сдвиг напряжений холостого хода по фазе; U_I, U_{II} — номинальные напряжения первичной и вторичной обмоток.

Потери мощности в трансформаторе определяются по формуле

$$\Delta\dot{S}_т = \Delta\dot{S}_х + \Delta\dot{S}_\beta, \qquad (2\text{-}13)$$

где $\Delta\dot{S}_\beta = \beta^2 Z_{т*} S_н$ — потери в обмотке трансформатора при ее нагрузке $\dot{S}$ и коэффициент загрузки $\beta = S/S_н$.

Для крупных трансформаторов, имеющих очень малое активное сопротивление, потери мощности равны:

$$\Delta\dot{S}_т = (\Delta P_х + \beta^2 \Delta P_к) + j\,(I_х + \beta^2 e_к)\,\frac{S_н}{100}. \qquad (2\text{-}14)$$

В ряде случаев можно не учитывать влияние потерь активной мощности $\Delta P_х$ и $\Delta P_к$, так как они мало сказываются на параметрах режима сети (их необходимо учитывать при определении экономических показателей). Тогда приближенно потери мощности в трансформаторе равны:

$$\Delta\dot{S}_т \approx j\Delta Q_т = j\,(I_х + \beta^2 e_к)\,\frac{S_н}{100}. \qquad (2\text{-}14а)$$

Трехобмоточные трансформаторы (рис. 2-6,*а*) и *автотрансформаторы* (рис. 2-6,*б*) характеризуются значениями потерь мощности $\Delta P_м = \Delta P_к$ и напряжениями короткого замыкания $e_к$ для каждой пары обмоток:

$$\Delta P_{к.в\text{-}с};\ \Delta P_{к.в\text{-}н};\ \Delta P_{к.с\text{-}н};\ \text{и}\ e_{к.в\text{-}с};\ e_{к.в\text{-}н};\ e_{к.с\text{-}н},$$

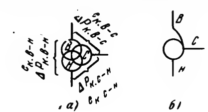
приведенными к номинальной мощности трансформатора или автотрансформатора. Номинальная мощность последнего равна его проходной мощности. Схема замещения трехобмоточного трансформатора или автотрансформатора изображена на рис. 2-6,*в*. Потери мощности и на-

пряжения короткого замыкания, отнесенные к отдельным лучам эквивалентной звезды схемы замещения, определяют по формулам:

$$\left.\begin{aligned}\Delta P_{к.в} &= 0{,}5\,(\Delta P_{к.в\text{-}с} + \Delta P_{к.в\text{-}н} - \Delta P_{к.с\text{-}н});\\ \Delta P_{к.с} &= \Delta P_{к.в\text{-}с} - \Delta P_{к.в};\\ \Delta P_{к.н} &= \Delta P_{к.в\text{-}н} - \Delta P_{к.в} = \Delta P_{к.с\text{-}н} - \Delta P_{к.с};\end{aligned}\right\} \quad (2\text{-}15)$$

$$\left.\begin{aligned}e_{к.в} &= 0{,}5\,(e_{к.в\text{-}с} + e_{к.в\text{-}н} - e_{к.с\text{-}н});\\ e_{к.с} &= e_{к.в\text{-}с} - e_{к.в};\\ e_{к.н} &= e_{к.в\text{-}н} - e_{к.в} = e_{к.с\text{-}н} - e_{к.с}.\end{aligned}\right\} \quad (2\text{-}16)$$

Активное и индуктивное сопротивления лучей эквивалентной звезды схемы замещения определяют по формулам для двухобмоточных трансформаторов, подставляя



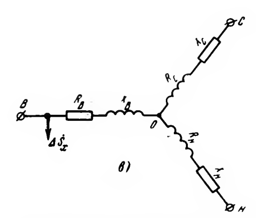


Рис. 2-6. Схемы трехобмоточного трансформатора и автотрансформатора.

а — схема трехобмоточного трансформатора; б — схема аатотрансформатора; в — схема замещения трехобмоточного трансформатора и автотрансформатора.

в них значения потери мощности и напряжения короткого замыкания для соответствующего луча эквивалентной звезды схемы замещения. Нагрузку ΔS_x, соответствующую потерям холостого хода трехобмоточного трансформатора, обычно помещают у входного конца схемы замещения. Элементы трансформации включают в схему замещения лишь тогда, когда сети разных напряжений, связанные трансформатором, рассматриваются вместе, без приведения параметров к одной базисной ступени трансформации. Потери мощности в сопротивлениях эквивалентной схемы определяют в соответствии с коэффициентом загрузки каждого луча [см. формулу (2-13) и пример 2-3].

Рис. 2-7. Нагрузка потребителей электрической сети, задаваемая полной мощностью $\dot{S}$ (*а*); задающим током $\dot{J}$ (*б*); поперечной проводимостью $\dot{Y}$ (*в*).

Нагрузки. Обычно при расчетах рабочих режимов электрических сетей нагрузки потребителей представляются заданными значениями потребляемой полной мощности $\dot{S}$ (рис. 2-7,*а*). Однако при этом схема получается нелинейной, поскольку напряжения в узлах сети являются неизвестными. Для упрощения расчетов нагрузки часто представляют в виде задающих токов (рис. 2-7,*б*):

$$-\dot{J}=\frac{\widehat{S}}{\sqrt{3}\,\widehat{U}} \qquad (2\text{-}17)$$

(положительное направление задающего тока — к узлу), где $\widehat{U}$ — сопряженное комплексное значение напряжения в данном узле. В распределительных сетях напряжения узлов сети мало различаются по величине и по фазе, поэтому для них в формуле (2-17) подставляется значение $\widehat{U}\cong U_н$.

При выполнении расчетов рабочих режимов на статических моделях нагрузки представляются в виде поперечных ветвей с проводимостью (рис. 2-7,*в*)

$$\dot{Y}=\widehat{S}/U^2.$$

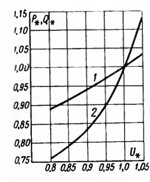


Рис. 2-8. Статические характеристики нагрузки.
$1 - P_* = f(U_*)$; $2 - Q_* = f(U_*)$.

Активная и реактивная мощности нагрузок потребителей электроэнергии зависят от величины подводимого к ним напряжения. На рис. 2-8 для примера приведены статические характеристики смешанной нагрузки крупной электрической системы, в составе которой имеются и силовые и осветительные ЭП. Из приведенных кривых видно, что активная мощность нагрузки изменяется незначительно, а реактивная — существенно. Следует иметь в виду, что в случае питания нагрузки от понижающих трансформаторов с устройством РПН напряжение на нагрузке практически не изменяется. Поэтому нагрузки питающих сетей можно характеризовать неизменными значениями полной мощности.

2-3. Определение параметров режима для участка электрической сети

В симметричной трехфазной линии с нагрузкой на конце при равномерной нагрузке фаз токи в проводах линии одинаковы и имеют одинаковый сдвиг по фазе

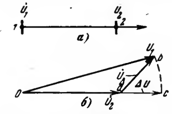


Рис. 2-9. К определению потери напряжения в линии.

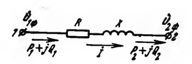


Рис. 2-10. Схема замещения ВЛ напряжением 35 *кв*.

относительно соответствующих фазных напряжений. Это положение действительно независимо от схемы соединений фаз у потребителей. Поэтому при расчете трехфазных сетей можно рассматривать только один из трех про-

водов сети и строить векторные диаграммы для фазных напряжений, а затем переходить к междуфазным напряжениям (рис. 2-9,*а*).

Между напряжениями в начале $\dot{U}_1$ и в конце $\dot{U}_2$ линии *12* существует некоторая разность как по величине, так и по фазе. В дальнейшем условимся геометрическую разность между векторами $\dot{U}_1$ и $\dot{U}_2$ называть *падением напряжения в линии* и обозначать $\dot{U}_\Delta$ (вектор $\overline{ab}$), а алгебраическую разность тех же напряжений U_1 и U_2 — *потерей напряжения* в линии (вектор $\overline{ac}$) и обозначать ΔU (рис. 2-9,*б*).

Рассмотрим воздушную линию трехфазного тока напряжением 35 *кв* (рис. 2-10). Обозначим фазное напряжение в начале линии $\dot{U}_{1ф}$, а в конце линии $\dot{U}_{2ф}$. В линии протекает ток $\dot{I}$, сдвинутый на угол φ_2 от фазного напряжения $\dot{U}_{2ф}$. Мощности в начале и в конце линии соответственно равны P_1+jQ_1 и P_2+jQ_2. Допустим, что $\dot{U}_{2ф}$, $\dot{I}$ и φ_2 известны, необходимо определить $\dot{U}_{1ф}$ и угол δ между векторами $\dot{U}_{1ф}$ и $\dot{U}_{2ф}$.

Строим векторную диаграмму фазных напряжений и токов. При этом совмещаем вектор $\dot{U}_{2ф}$ с осью действительных величин (рис 2-11) и под заданным углом φ_2 откладываем вектор тока $\dot{I}$. Строим треугольник падения напряжения в линии abf, где вектор $\overline{ab}$ направлен параллельно вектору тока $\dot{I}$ и равен падению напряжения в активном сопротивлении $\dot{I}R$. Вектор падения напряжения в индуктивном сопротивлении $\overline{bf}$, равный $j\dot{I}X$, направлен перпендикулярно вектору тока. Соединив начало координат O и вершину f треугольника падения напряжения в линии, находим вектор фазного напряжения в начале линии $\dot{U}_{1ф}$ (вектор $\overline{Of}$). Необходимо подчеркнуть, что R и X здесь соответственно активное и индуктивное сопротивления одной фазы линии. На рис. 2-11 вектор $\overline{af}$ является вектором падения напряжения в линии. Потеря напряжения в линии равна отрезку am (точка m получена путем пересечения оси действительных величин с дугой, проведенной радиусом $Of=U_{1ф}$).

Из треугольника afd находим: катет $ad=ac+cd=$ $=IR\cos\varphi_2+IX\sin\varphi_2$ и катет $fd=fe-de=IX\cos\varphi_2-$ $-IR\sin\varphi_2$.

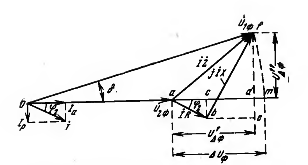


Рис. 2-11. Векторная диаграмма напряжений и токов ВЛ напряжением 35 *кв*.

Теперь можно определить фазное напряжение в начале линии:

$$\dot{U}_{1ф} = U_{2ф} + IR\cos\varphi_2 + IX\sin\varphi_2 + \\ + j(IX\cos\varphi_2 - IR\sin\varphi_2). \qquad (2\text{-}18)$$

Ток в линии $\dot{I} = I_а - jI_р$, где $I_а = I\cos\varphi_2$ и $I_р = I\sin\varphi_2$ — соответственно активная и реактивная составляющие (активный и реактивный токи) тока нагрузки в линии. Подставив эти значения в формулу (2-18), получим:

$$\dot{U}_{1ф} = U_{2ф} + I_аR + I_рX + j(I_аX - I_рR) = \\ = U_{2ф} + U'_{Δф} + jU''_{Δф}, \qquad (2\text{-}19)$$

где $U'_{Δф}$ — продольная составляющая падения напряжения в линии (отрезок ad на рис. 2-11); $U''_{Δф}$ — поперечная составляющая падения напряжения в линии (отрезок df).

После умножения обеих частей формулы (2-19) на $\sqrt{3}$ получаем выражение для междуфазного напряжения[1] в начале линии $\dot{U}_1$:

$$\dot{U}_1 = U_2 + \sqrt{3}(I_аR + I_рX) +$$

[1] Указанное вычисление междуфазных значений напряжений является условным. При этом правильно определяются только модули междуфазных значений напряжений, а аргументы их условно принимаются такими же, как и для фазных значений напряжений. Для расчетов рабочих режимов электрических сетей принятое допущение не имеет значения. Однако его следует иметь в виду в тех случаях, когда необходимо знать действительные значения аргументов для междуфазных величин напряжений.

$$+j\sqrt{3}(I_aX-I_pR)=U_2+U'_\Delta+jU''_\Delta, \qquad (2\text{-}20)$$

где U_2 — междуфазное напряжение в конце линии.

Вследствие небольшой величины угла δ (рис. 2-11) отрезок dm очень мал, что позволяет в практических расчетах его не учитывать и принимать *потерю напряжения в линии, равной отрезку ad, т. е. продольной составляющей падения напряжения в линии:*

$$\Delta U=\sqrt{3}(I_aR+I_pX). \qquad (2\text{-}21)$$

Умножив и разделив все члены правой части уравнения (2-20), начиная со второго, на величиниу междуфазного напряжения в коице линии U_2, получим после несложных преобразований:

$$\dot{U}_1=U_2+\frac{P_2R+Q_2X}{U_2}+j\,\frac{P_2X-Q_2R}{U_2}, \qquad (2\text{-}22)$$

где P_2 и Q_2 — активная и реактивная мощности трех фаз в конце линии.

В уравнении (2-22) напряжение в начале линии определено по известиым значениям иапряжеиия и мощности в конце линии. Проведя аналогичные рассуждения, можно получить уравнение для определения напряжения в конце линии по известным значениям мощности и напряжения в иачале линии:

$$\dot{U}_2=U_1-\frac{P_1R+Q_1X}{U_1}-j\,\frac{P_1X-Q_1R}{U_1}. \qquad (2\text{-}23)$$

Следует подчеркнуть, что для более точиого определеиия иапряжений $\dot{U}_1$ и $\dot{U}_2$ в правые части уравиеиий (2-22) и (2-23) необходимо подставлять значения P_2, Q_2 и U_2 или соответственно зиачения P_1, Q_1 и U_1. Если напряжения в начале и в конце линии неизвестны, а известны лишь величины мощностей, например в коице линии P_2 и Q_2, и иоминальное напряжение лииии $U_н$, то продольную и поперечиую составляющие падения напряжеиия в линии можно оценить приближеино по формулам:

$$U'_\Delta=\frac{P_2R+Q_2X}{U_н} \quad \text{и} \quad U''_\Delta=\frac{P_2X-Q_2R}{U_н}. \qquad (2\text{-}24)$$

Значеиия модулей напряжений U_1 и U_2 могут быть найдены в соответствии с формулами (2-22) и (2-23).

После несложных преобразований с разложением в ряд и пренебрежением членами высшего порядка получим:

$$U_1 = \sqrt{(U_2 + U'_\Delta)^2 + (U''_\Delta)^2} \approx$$

$$\approx U_2 + U'_\Delta + \frac{(U''_\Delta)^2}{2(U_2 + U'_\Delta)} = U_2 + \Delta U; \qquad (2\text{-}22а)$$

здесь

$$\Delta U = U'_\Delta + \frac{(U''_\Delta)^2}{2(U_2 + U'_\Delta)} \approx U'_\Delta + \frac{(U''_\Delta)^2}{2U_н},$$

$$U_2 = \sqrt{(U_1 - U'_\Delta)^2 + (U''_\Delta)^2} \approx$$

$$\approx U_1 - U'_\Delta + \frac{(U''_\Delta)^2}{2(U_1 - U'_\Delta)} = U_1 - \Delta U, \qquad (2\text{-}23а)$$

где при заданном напряжении у питающего конца[1]

$$\Delta U = U'_\Delta - \frac{(U''_\Delta)^2}{2(U_1 - U'_\Delta)}.$$

При расчетах линий 110 *кв* и ниже формулы (2-22) и (2-23) еще более упрощают, не учитывая поперечную составляющую падения напряжения, что дает ошибку не более долей процента. Тогда эти формулы приобретают вид:

$$U_1 \approx U_2 + \frac{P_2R + Q_2X}{U_2} \qquad (2\text{-}22б)$$

и

$$U_2 \approx U_1 - \frac{P_1R + Q_1X}{U_1}. \qquad (2\text{-}23б)$$

Из этих формул видно, что потеря напряжения в линии в значительной степени зависит от величины ее нагрузки. Чем больше мощности, протекающие по линии, тем больше потеря напряжения в ней. Отсюда следует, что в режиме наибольших нагрузок потеря напряжения в линии значительно превышает потерю напряжения в режиме наименьших нагрузок. На потерю напряжения

[1] Если заданным является напряжение у приемного конца, то поперечная составляющая увеличивает потерю напряжения.

в линии влияет и коэффициент мощности нагрузки. При заданной величине активной мощности нагрузки P_2 увеличение ее коэффициента мощности $\cos \varphi_2$ уменьшает величину требуемой реактивной мощности нагрузки Q_2, а следовательно, снижает и потерю напряжения в линии. Таким образом, улучшение коэффициента мощности нагрузки благоприятно влияет на режим напряжений в линии, снижая потерю напряжения в ней.

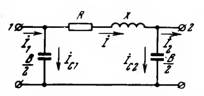


Рис. 2-12. Схема замещения ВЛ напряжением 110 *кв*.

До сих пор мы не учитывали *влияния емкости линии* на величины напряжений на ее концах. Рассмотрим те-

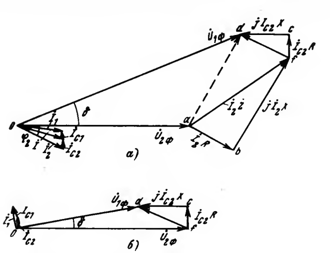


Рис. 2-13. Векторные диаграммы напряжений и токов ВЛ 110 *кв*.

а — нормальный режим; *б* — холостой ход.

перь линию напряжением 110 *кв*. Схема замещения этой линии дана на рис. 2-12, а векторная диаграмма токов и напряжений — на рис. 2-13,*а*.

Вектор тока нагрузки в конце линии $\dot{I}_2$ отстает от вектора фазного напряжения $\dot{U}_{2ф}$, совмещенного с осью дей-

ствительных величин, на угол φ_2. Ток $\dot{I}_{C2}$, обусловленный половиной емкости линии в конце схемы замещения ее, опережает вектор напряжения $\dot{U}_{2ф}$ на 90°. Напомним, что величина половины емкостного тока в конце линии I_{C2} равна напряжению в конце $U_{2ф}$, умноженному на половину емкостной проводимости линии $b/2$:

$$I_{C2} = U_{2ф} \frac{b}{2}.$$

Через активное R и индуктивное X сопротивления схемы замещения линии протекает ток $\dot{I}$, равный сумме токов $\dot{I}_2$ и $\dot{I}_{C2}$. Построим треугольники падения напряжения в сопротивлениях линии отдельно от тока $\dot{I}_2$ и от тока $\dot{I}_{C2}$. Треугольник падения напряжения abf в линии от тока $\dot{I}_2$ (рис. 2-13,a) практически не отличается от треугольника abf на рис. 2-11, если ток $\dot{I}$ и сопротивления R и X на схеме на рис. 2-10 и ток $\dot{I}_2$ и сопротивления линии на схеме на рис. 2-12 равны между собой.

К вершине f треугольника abf пристраиваем треугольник падения напряжения dcf от протекания по линии тока $\dot{I}_{C2}$. Соединив начало координат O с вершиной d треугольника dcf, получим вектор фазного напряжения в начале линии $\dot{U}_{1ф}$. Ток в начале линии $\dot{I}_1$ равен сумме тока $\dot{I}$ и тока в половине емкости линии $\dot{I}_{C1}$, приключенной в начале схемы замещения. Ток $\dot{I}_{C1}$ опережает вектор фазного напряжения $\dot{U}_{1ф}$ на 90° и равен:

$$I_{C1} = U_{1ф} \frac{b}{2}.$$

Из сравнения векторных диаграмм линий на рис. 2-11 и 2-13,a очевидно, что наличие емкостных токов в линии уменьшает величину продольной составляющей падения напряжения U'_{Δ} и увеличивает его поперечную составляющую U''_{Δ}, т. е. уменьшает потерю напряжения в линии и увеличивает угол сдвига δ между напряжениями в начале и в конце линии. Поскольку для большинства линий поперечной составляющей падения напряжения можно пренебречь, то можно заключить, что в нормальном режиме работы емкость линии (с напряжением не выше 220 *кв*) благоприятно влияет на работу линии, снижая потерю напряжения в ней.

Рассмотрим *влияние емкости* на работу линии в *режиме холостого хода,* когда ток нагрузки $\dot{I}_2=0$. Построив векторную диаграмму (рис. 2-13,*б*), видим, что в режиме холостого хода напряжение в конце линии $U_{2ф}$ выше напряжения в ее начале $U_{1ф}$:

$$U_{2ф}>U_{1ф}.$$

Заметное повышение напряжения в режиме холостого хода наблюдается в ВЛ напряжением 220 *кв* и выше и в кабельных линиях напряжением 110 *кв* и выше. Так, в ВЛ напряжением 220 *кв* длиной 250 *км* повышение напряжения достигает 5—6%.

Определение потерь мощности в линии рассмотрим для схемы замещения, представленной на рис. 2-14.

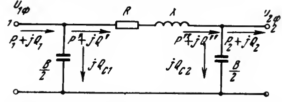


Рис. 2-14. К определению потерь мощности в линии.

Мощность в конце продольного сопротивления линии $\dot{S}''$ равна мощности нагрузки P_2+jQ_2, уменьшенной на величину мощности jQ_{C2}, генерируемой половиной емкости линии и условно приключенной в конце схемы замещения линии:

$$\dot{S}''=P''+jQ''=P_2+jQ_2-jQ_{C2},$$

где

$$Q_{C2}=\sqrt{3}I_{C2}U_2=U_2^2\frac{B}{2}\approx U_н^2\frac{B}{2}.$$

Мощность в начале продольного сопротивления линии $\dot{S}'$ равна мощности $\dot{S}''$ в конце линии, увеличенной на значение потерь в линии $\Delta\dot{S}_л$:

$$\dot{S}'=P'+jQ''=P''+jQ''+\Delta P_л+j\Delta Q_л,$$

где

$$\Delta P_л=\frac{(P'')^2+(Q'')^2}{U_2^2}R \text{ и } \Delta Q_л=\frac{(P'')^2+(Q'')^2}{U_2^2}X. \qquad (2\text{-}25)$$

Мощность в начале линии $\dot{S}_1$ равна мощности в начале продольного сопротивления $\dot{S}'$, уменьшенной на величину мощности Q_{C1}, генерируемой половиной емкости линии, приключенной в начале схемы замещения линии

$$\dot{S}_1 = P_1 + jQ_1 = P' + jQ' - jQ_{C1},$$

где

$$Q_{C1} = U_1^2 \frac{B}{2} \approx U_н^2 \frac{B}{2}.$$

Определение параметров режима трансформаторов производится аналогично их определению для линии. Схема замещения двухобмоточного трансформатора представлена на рис. 2-15. Напряжение U_2, заданное на стороне вторичного напряжения трансформатора, приводим к напряжению высшей стороны путем умножения на коэффициент трансформации $k_т$:

$$U_{2(вн)} = U_2 k_т. \quad (2\text{-}26)$$

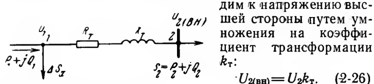


Рис. 2-15. К определению параметров двухобмоточного трансформатора.

Находим приближенное значение модуля напряжения на зажимах первичной обмотки U_1 без учета влияния поперечной составляющей падения напряжения в трансформаторе, руководствуясь упрощенной формулой (2-22б),

$$U_1 = U_{2\,(вн)} + \Delta U_т = U_{2\,(вн)} + \frac{P_2 R_т + Q_2 X_т}{U_{2\,(вн)}}.$$

Потерю напряжения в трансформаторе можно также определить по упрощенной формуле:

$$\Delta U_{т\%} \approx U'_{\Delta т\%} = (e_{а\%} \cos\varphi + e_{р\%} \sin\varphi)\frac{S_2}{S_н}, \quad (2\text{-}27)$$

где $e_{а\%} \approx R_{т\%} = \frac{\Delta P_к}{S_н}\,100$ и $e_{р\%}$ — активное и индуктивное падения напряжения в обмотках трансформатора в процентах; $\cos\varphi$ — коэффициент мощности нагрузки; $S_н$ —

номинальная мощность трансформатора. Для крупных трансформаторов $e_а$ мало и $e_р \approx e_к$. Тогда

$$\Delta U_{т\%} \approx e_{к\%} \frac{S_2 \sin\varphi}{S_н} = e_{к\%} \frac{Q_2}{S_н}. \qquad (2\text{-}27а)$$

Поперечная составляющая падения напряжения в трансформаторе может быть определена по формуле

$$U''_{т\Delta\%} = (e_{р\%} \cos\varphi - e_{а\%} \sin\varphi) \frac{S_2}{S_н}. \qquad (2\text{-}27б)$$

2-4. Расчет рабочего режима распределительной сети

Как указано выше (§ 2-1), в распределительных сетях протяженность отдельных участков относительно невелика. Значения потерь напряжения и потерь мощности на отдельных участках также малы, поэтому при расчетах параметров режима потери мощности обычно не учитывают. Напряжения в отдельных пунктах сети практически близки к номинальному значению, в связи с этим задающие токи могут быть достаточно точно определены с использованием величины номинального напряжения:

$$-\dot{J} = \frac{\hat{S}}{\sqrt{3}\, U_н}.$$

Схема замещения сети при этом получается линейной. Напряжения распределительных сетей сравнительно малы, поэтому емкостные проводимости линий практически не оказывают влияния на параметры режима сети. В схеме замещения линий распределительных сетей учитываются только продольные сопротивления (см. рис. 2-4,*б, в*).

В *разомкнутой распределительной сети* ток или мощность на любом участке j определяется непосредственно путем суммирования n нагрузок, получающих питание по данному участку сети:

$$\left.\begin{aligned} \dot{I}_j &= -\sum_{i=1}^{n} \dot{J}_i = \frac{1}{\sqrt{3}\, U_н} \sum_{i=1}^{n} \hat{S}_i \\ &\text{и} \\ P_j + jQ_j &= \sum_{i=1}^{n} (P_i + jQ_i). \end{aligned}\right\} \qquad (2\text{-}28)$$

Потери напряжения на любом участке j схемы сети определяются в соответствии с формулами (2-21) и (2-24). В линии, состоящей из m последовательно включенных по пути передачи электроэнергии участков, величина потери напряжения определяется:

$$\Delta U = \sum_{j=1}^{m} \Delta U_j = \sqrt{3} \sum_{j=1}^{m} I_j (R_j \cos\varphi_j + X_j \sin\varphi_j) =$$

$$= \sqrt{3} \sum_{j=1}^{m} (I_{aj} R_j + I_{pj} X_j) = \frac{1}{U_н} \sum_{j=1}^{m} (P_j R_j + Q_j X_j). \quad (2\text{-}29)$$

При одинаковом сечении проводов или кабелей на всех m участках сети погонные сопротивления r и x одинаковы. Тогда формула (2-29) упрощается:

$$\Delta U = \sqrt{3} (r\cos\varphi + x\sin\varphi) \times$$

$$\times \sum_{j=1}^{m} I_j l_j = \frac{(r\cos\varphi + x\sin\varphi)}{U_н} \sum_{j=1}^{m} S_j l_j, \quad (2\text{-}29а)$$

где l_j — длина участка j сети.

Сумма произведений токов или мощностей нагрузок на длины или сопротивления участков сети может получаться так, как показано в формулах (2-29) и (2-29а). Однако эти формулы могут быть образованы и по-другому. Например, формула (2-29а) может быть записана следующим образом:

$$\Delta U = \frac{1}{U_н} \sum_{i=1}^{n} (P_i R_{0i} + Q_i X_{0i}),$$

где R_{0i}, X_{0i} — сопротивления от пункта O до пункта i сети. Аналогично могут быть записаны и остальные выражения в формулах (2-29) и (2-29а).

Потери мощности на участке j могут быть определены по формуле (2-25). Для сети, состоящей из m участков, независимо от их схемы соединения потери

мощности равны:

$$\left.\begin{aligned}\Delta P=\sum_{j=1}^{m}\Delta P_j=3\sum_{j=1}^{m}I_j^2R_j=\frac{1}{U_{\text{н}}^2}\sum_{j=1}^{m}(P_j^2+Q_j^2)\,R_j,\\ \Delta Q=\sum_{j=1}^{m}\Delta Q_j=3\sum_{j=1}^{m}I_j^2X_j=\frac{1}{U_{\text{н}}^2}\sum_{j=1}^{m}(P_j^2+Q_j^2)\,X_j.\end{aligned}\right\}\quad(2\text{-}30)$$

Величина потерь активной мощности на участках сети характеризует к. п. д. передачи энергии. Обычно величина потерь активной мощности в сети одного напряжения не превышает 5%. Величина потерь реактивной мощности в ВЛ во многих случаях может существенно превышать потери активной мощности.

Потери энергии ΔA_i для какого-либо режима определяются в зависимости от его длительности t_i:

$$\Delta A_i=\Delta P_i t_i. \qquad (2\text{-}31)$$

Суммарные потери энергии за длительный период времени — например за год, определяются путем суммирования потерь энергии для отдельных режимов:

$$\Delta A=\sum_{i=1}^{n}A_i=\sum_{i=1}^{n}\Delta P_i t_i, \qquad (2\text{-}31\text{a})$$

где n — число рассматриваемых рабочих режимов.

Пример 2-1. Определить наибольшие потери напряжения и потери мощности в разветвленной воздушной трехфазной сети напряжением 10 *кв* ($D_{\text{ср}}=1$ *м*), выполненной алюминиевыми проводами (рис. 2-16). На схеме указаны нагрузки в киловаттах и киловарах, длины участков сети в метрах и марки проводов. Погонные сопротивления для проводов марки А-70 $r+jx=0{,}46+j0{,}341$ *ом/км*; марки А-35 — $0{,}92+j0{,}366$ *ом/км*.

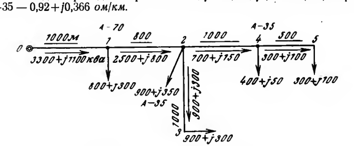


Рис. 2-16. Схема сети к примеру 2-1.

Решение. Мощности нагрузки отдельных участков сети получены путем суммирования нагрузок отдельных потребителей [см. формулу (2-28)]. Например, мощность нагрузки участка *12* равна:

$$P_{12} + jQ_{12} = P_5 + jQ_5 + P_4 + jQ_4 + P_3 + jQ_3 + P_2 + jQ_2 =$$

$$= 300 + j100 + 400 + j50 + 900 + j300 + 900 + j350 = 2\,500 + j800 \text{ ква}.$$

Потери напряжения определим по формуле (2-29). На участке *25*

$$\Delta U_{25} = \frac{1}{10}(300 \cdot 0{,}92 \cdot 0{,}5 + 100 \cdot 0{,}366 \cdot 0{,}5 + 700 \cdot 0{,}92 \cdot 1 +$$

$$+ 150 \cdot 0{,}366 \cdot 1) \cong 84{,}8 \text{ в};$$

на участке *23*

$$\Delta U_{23} = \frac{1}{10}(900 \cdot 0{,}92 \cdot 1 + 300 \cdot 0{,}366 \cdot 1) \cong 93 \text{ в};$$

на участке *O2*

$$\Delta U_{O2} = \frac{1}{10}(3\,300 \cdot 0{,}46 \cdot 1 + 1\,100 \cdot 0{,}341 \cdot 1 + 2\,500 \cdot 0{,}46 \cdot 0{,}8 +$$

$$+ 800 \cdot 0{,}341 \cdot 0{,}8) = 298 \text{ в}.$$

Наибольшие потери напряжения получаются на участке *O23*:

$$\Delta U_{нб} = \Delta U_{O23} = 298 + 93 = 391 \text{ в};$$

$$\Delta U_{\%} = \frac{0{,}391}{10} 100 = 3{,}9\%.$$

Потери активной мощности в сети [см. формулы (2-30)]:

$$\Delta P = \frac{1}{10^2}\{[(3{,}3^2 + 1{,}1^2) \cdot 1 + (2{,}5^2 + 0{,}8^2) 0{,}8] \cdot 0{,}46 +$$

$$+ [(0{,}7^2 + 0{,}15^2) \cdot 1 + (0{,}3^2 + 0{,}1^2)\, 0{,}5 +$$

$$+ (0{,}9^2 + 0{,}3^2)\, 1] \cdot 0{,}92\} 10^3 = 92{,}5 \text{ квт},$$

или

$$\Delta P_{\%} = \frac{92{,}5}{3\,300} 100 = 2{,}8\%,$$

что является приемлемым.

Оценим потери реактивной мощности в сети:

$$\Delta Q = \frac{1}{10^2}\{[(3{,}3^2 + 1{,}1^2)\, 1 + (2{,}5^2 + 0{,}8^2) 0{,}8]\, 0{,}341 +$$

$$+ [(0{,}7^2 + 0{,}15^2)\, 1 + (0{,}3^2 + 0{,}1^2)\, 0{,}5 + (0{,}9^2 + 0{,}3^2)\, 1] \cdot 0{,}366\} \times$$

$$\times 10^3 = 65 \text{ квар}$$

или

$$\Delta Q = \frac{65}{1\,100} 100 = 5{,}9\%.$$

Кольцевая сеть является простейшей замкнутой сетью (рис. 2-17,*а*). Она содержит один замкнутый контур. Радиальные ответвления (линия *34* на рис. 2-17,*а*) заменяются эквивалентной нагрузкой (нагрузка узла *3* на схеме рис. 2-17,*б*). Кольцевую схему сети часто пред-

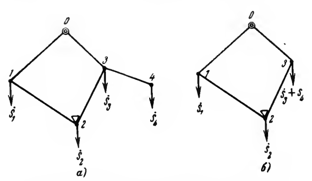


Рис. 2-17. Кольцевая схема распределительной сети.

ставляют в виде *линии с двусторонним питанием* (рис. 2-18) с двумя пунктами питания. Напряжения их одинаковы по величине и по фазе.

В кольцевой сети, как и во всякой замкнутой схеме, распределение токов или мощностей по участкам сети

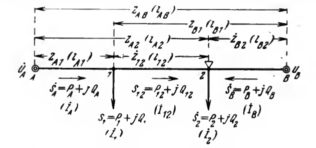


Рис. 2-18. Линия с двусторонним питанием.

зависит от величины нагрузок потребителей и от параметров сети. *Определение распределения мощностей* рассмотрим для линии распределительной сети с двусторонним питанием от источников *А* и *В* (рис. 2-18). К ней приключены две нагрузки *1* и *2*. В общем случае число

нагрузок может быть любым. Известны марки проводов, сопротивления участков сети и нагрузки пунктов *1* и *2*. Предположим, что распределение мощностей (токов) по участкам сети найдено (рис. 2-18). При этом выявлена точка раздела мощностей, в которую мощности в нормальном режиме притекают с двух сторон. На схеме рис. 2-18 раздел мощностей условно предположен в пункте *2*, который отмечен значком ∇.

При равенстве напряжений источников питания на основании второго закона Кирхгофа можно написать:

$$\dot{U}_A - \dot{U}_B = \frac{\widehat{S}_A \dot{Z}_{A1}}{U_н} + \frac{\widehat{S}_{12}\dot{Z}_{12}}{U_н} - \frac{\widehat{S}_B \dot{Z}_{B2}}{U_н} = \frac{\dot{S}_A \widehat{Z}_{A1}}{U_н} + \frac{\dot{S}_{12}\widehat{Z}_{12}}{U_н} - \frac{\dot{S}_B \widehat{Z}_{B2}}{U_н} = 0. \quad (2\text{-}32)$$

Потери мощности не учитываются, поэтому можно записать:

$$\dot{S}_A + \dot{S}_B = \dot{S}_1 + \dot{S}_2 \quad \text{или} \quad \dot{S}_B = \dot{S}_1 + \dot{S}_2 - \dot{S}_A$$

и

$$\dot{S}_{12} = \dot{S}_A - \dot{S}_1.$$

Подставив эти значения мощностей в уравнение (2-32) и умножив все члены его на $U_н$, получим:

$$\dot{S}_A \widehat{Z}_{A1} + (\dot{S}_A - \dot{S}_1)\widehat{Z}_{12} - (\dot{S}_1 + \dot{S}_2 - \dot{S}_A)\widehat{Z}_{B2} = 0$$

или

$$\dot{S}_A(\widehat{Z}_{A1} + \widehat{Z}_{12} + \widehat{Z}_{B2}) - \dot{S}_1(\widehat{Z}_{12} + \widehat{Z}_{B2}) - \dot{S}_{12}\widehat{Z}_{B2} = 0,$$

откуда находим значение мощности, вытекающей из источника A:

$$\dot{S}_A = \frac{\dot{S}_1(\widehat{Z}_{12} + \widehat{Z}_{B2}) + \dot{S}_2\widehat{Z}_{B2}}{\widehat{Z}_{A1} + \widehat{Z}_{12} + \widehat{Z}_{B2}} = \frac{\dot{S}_1\widehat{Z}_{B1} + \dot{S}_2\widehat{Z}_{B2}}{\widehat{Z}_{AB}}$$

или

$$\dot{S}_A = \frac{\sum_{i=1}^{n} \dot{S}_i \widehat{Z}_{Bi}}{\widehat{Z}_{AB}}. \quad (2\text{-}33)$$

Аналогично можно вывести формулу для определения мощности, вытекающей из источника B:

$$\dot{S}_B = \frac{\dot{S}_1 \widehat{Z}_{A1} + \dot{S}_2 \widehat{Z}_{A2}}{\widehat{Z}_{AB}} = \frac{\sum_{i=1}^{n} \dot{S}_i \widehat{Z}_{Ai}}{\widehat{Z}_{AB}}, \qquad (2\text{-}33а)$$

где i — порядковый номер нагрузки, присоединенной к линии; $\dot{Z}_{Ai}$ — сопротивление участка линии Ai, т. е. от источника A до места присоединения нагрузки i; Z_{Bi} — сопротивление участка линии Bi, т. е. от источника B до места присоединения нагрузки i.

Таким образом, нагрузка источника питания определяется суммой произведений нагрузок на сопряженные значения полных сопротивлений линии от места присоединения нагрузок до противоположного источника питания, поделенной на сопряженное значение полного сопротивления линии между источниками питания.

Очевидно, что $\Sigma \dot{S}_i = \dot{S}_A + \dot{S}_B$, откуда

$$\dot{S}_B = \Sigma \dot{S}_i - \dot{S}_A. \qquad (2\text{-}33б)$$

Выражения для определения токов, вытекающих из источников питания, записываются следующим образом:

$$\dot{I}_A = \frac{\sum_{i=1}^{n} \dot{I}_i \dot{Z}_{Bi}}{\dot{Z}_{AB}} \quad \text{и} \quad \dot{I}_B = \frac{\sum_{i=1}^{n} \dot{I}_i \dot{Z}_{Ai}}{\dot{Z}_{AB}} \qquad (2\text{-}34)$$

или

$$\dot{I}_B = \Sigma \dot{I}_i - \dot{I}_A. \qquad (2\text{-}34а)$$

При одинаковом сечении проводов вдоль всей линии AB формулы (2-33) и (2-34) упрощаются и принимают вид:

$$\dot{S}_A = \frac{(r - jx) \sum_{i=1}^{n} \dot{S}_i l_{Bi}}{(r - jx) l_{AB}} = \frac{\sum_{i=1}^{n} \dot{S}_i l_{Bi}}{l_{AB}} \qquad (2\text{-}35)$$

и

$$\dot{I}_A = \frac{\sum_{i=1}^{n} \dot{I}_i l_{Bi}}{l_{AB}}. \qquad (2\text{-}35а)$$

Зная мощности (токи), вытекающие из источников питания, нетрудно определить мощности нагрузок всех участков линии и точку раздела мощностей. В зависимости от коэффициентов мощности нагрузок потребителей точки раздела активной и реактивной мощностей могут не совпадать. Поэтому на некоторых участках сети активные и реактивные мощности могут протекать в разных направлениях. Знак раздела ▽ обычно относят к точке раздела активных мощностей.

Если напряжения источников питания не равны, то по всей линии AB в направлении от источника питания с бо́льшим напряжением к источнику с меньшим напряжением протекает сквозной уравнительный ток $\dot{I}_{ур}$ или уравнительная мощность $\dot{S}_{ур}$. Величина их определяется разностью напряжений источников питания и сопротивлением линии:

$$\dot{I}_{ур} = \frac{\dot{U}_A - \dot{U}_B}{\sqrt{3}\, \dot{Z}_{AB}} \quad \text{и} \quad \dot{S}_{ур} = \sqrt{3}\, \dot{I}_{ур} U_н = \frac{(\dot{U}_A - \dot{U}_B)\, U_н}{\dot{Z}_{AB}}. \qquad (2\text{-}36)$$

Соответственно изменяются мощности (токи) нагрузки источников и на отдельных участках линий.

Потери напряжения в замкнутых сетях определяют для нормального и послеаварийного режимов работы. В нормальном режиме наибольшая потеря напряжения в линии с двусторонним питанием без ответвлений будет на участке сети от источника до точки раздела мощностей (токов). В линии с двусторонним питанием с ответвлениями (рис. 2-17,*а*) наибольшая потеря напряжения может быть либо на участке *О2* между источником и точкой раздела мощностей, либо на участке *О34* от источника до наиболее удаленной точки *4* сети.

Наиболее тяжелым послеаварийным режимом для линии с двусторонним питанием является отключение более загруженного головного участка, например, участка *О3* линии на рис. 2-17,*б*. Наибольшая потеря напряжения в сети при этом определяется так же, как и для разомкнутой сети.

Пример 2-2. Определить наибольшую потерю напряжения и потери активной мощности в воздушной линии трехфазного тока напряжением 6 *кв*, питающейся от двух источников *A* и *B* (рис. 2-19,*а*). Нагрузки и длины участков линий указаны на схеме. Линия *AB* выполнена проводом марки А-70, линия *14* — марки А-35. Погонные сопротивления проводов марки А-70 $r+jx=0{,}46+j0{,}341$ и мар-

600+j300
4
1км
A
2км
1
1км
2
0,5км
3
1,5км
B
1310+j560
310+j60
1090+j440
1590+j640
400+j200ква
1400+j500
500+j200
а)

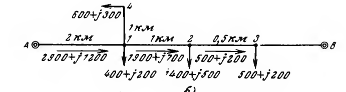


Рис. 2-19. Схема линии распределительной сети с двусторонним питанием к примеру 2-2.

а — нормальный режим работы; *б* — послеаварийный режим (отключение линии *В3*).

ки А-35 — $0{,}92+j0{,}366$ *ом/км*. Напряжения источников равны по величине и по фазе.

Р е ш е н и е. Суммарная нагрузка потребителей сети:

$$\Sigma\dot{S} = 1\,000 + j500 + 1\,400 + j500 + 500 + j200 = 2\,900 + j1\,200 \text{ ква}.$$

Мощность нагрузки источника *A* определяем по формуле (2-35):

$$\dot{S}_A = \frac{\sum\limits_{i=1}^{n} S_i l_{Bi}}{l_{AB}} = \frac{(1\,000 + j500)\,3 + (1\,400 + j500)2 + (500 + j200)1{,}5}{5} = 1\,310 + j560 \text{ ква}.$$

Мощность нагрузки источника *B*

$$\dot{S}_B = \Sigma\dot{S}_i - \dot{S}_A = 2\,900 + j\,1\,200 - 1\,310 - j560 = 1\,590 + j640 \text{ ква}.$$

Распределение мощностей нагрузок на других участках сети показано на схеме, приведенной на рис. 2-19,*а*.

Наибольшая потеря напряжения будет на участке *A14*, потеря напряжения на участке *A2* (или, что то же, на участке *B2*) будет меньше, так как значения нагрузки и сопротивления линии ***12*** мень-

ше соответствующих значений для линии *14*. Потеря напряжения на участке *A14* по формуле (2-29):

$$\Delta U_{\text{нб}} = \frac{1}{6}(1310\cdot 0,46\cdot 2 + 560\cdot 0,341\cdot 2 + 600\cdot 0,92\cdot 1 + 300\cdot 366\cdot 1) =$$

$$= 370\ \textit{в}\ \text{или}\ \Delta U_{\%} = \frac{370}{6\,000}100 = 6,15\%.$$

При отключении линии *B3* наибольшая потеря напряжения будет на участке *A3* (распределение мощностей показано на рис. 2-19,*б*):

$$\Delta U_{A3} = \frac{1}{6}[(2\,900\cdot 2 + 1\,900\cdot 1 + 500\cdot 0,5)\,0,46 +$$

$$+ (1\,200\cdot 2 + 700\cdot 1 + 200\cdot 0,5)\,0,341] = 780\ \textit{в}\ (13\%).$$

Таким образом, в послеаварийном режиме потеря напряжения более чем в 2 раза превышает $\Delta U_{\text{нб}}$ в нормальном режиме. Однако это может быть допущено, поскольку длительность послеаварийного режима невелика.

Потери активной мощности в нормальном режиме работы сети [см. формулу (2-30)]:

$$\Delta P = \frac{1}{6^2}\{[(1,31^2 + 0,56^2)\cdot 2 + (0,31^2 + 0,06^2)\,1 + (1,09^2 + 0,44^2)0,5 +$$

$$+ (1,59^2 + 0,64^2)\,1,5]\,0,46 + (0,6^2 + 0,3^2)\,1\cdot 0,92\}\,10^3 = 127\ \textit{квт}\ \text{или}$$

$$\Delta P_{\%} = \frac{127}{2\,900}100 = 4,4\%,\ \text{что является приемлемым.}$$

2-5. Определение рабочего режима питающей сети

По сравнению с распределительными в питающих сетях имеют место несколько бóльшие потери напряжения и потери мощности, а следовательно, и бóльшие отклонения от номинального напряжения и различия по фазе между напряжениями в отдельных пунктах. Поэтому для питающих сетей определение токов нагрузок по номинальному напряжению может приводить к существенным ошибкам. В ряде случаев — для питающих сетей напряжением 220 *кв* и выше, необходимо учитывать поперечную составляющую падения напряжения. В связи с этим методы расчета распределительных сетей (§ 2-4) в случае питающих сетей могут быть использованы только для приближенных оценочных расчетов.

Обычно для питающих сетей заданными являются напряжение источника питания и полные мощности нагрузок или активные мощности и значения коэффициента мощности $\cos\varphi$ или коэффициента реактивной мощно-

сти $\operatorname{tg}\varphi$ нагрузок. Поэтому необходимо знать значения полных мощностей у источника питания. Они слагаются из суммарной мощности нагрузок и потерь мощности в сети. Определение потерь мощности целесообразно начинать с наиболее удаленных пунктов сети. В начале расчетов напряжения в пунктах сети неизвестны, схема замещения сети, таким образом, оказывается нелинейной, и расчеты рабочих режимов резко усложняются. Для относительно небольших участков питающих сетей напряжением 110—220 *кв,* рассчитываемых вручную, обычно используют приближенные методы расчетов. Точность получаемых результатов в большинстве практических случаев оказывается вполне достаточной.

Расчет разомкнутых питающих сетей при этом производится следующим образом. Определение потерь мощности производится приближенно по номинальному напряжению в соответствии с формулами (2-25). Суммируя мощности нагрузок и потери мощности по пути от конца линий к их началу, получают мощности в начале линий, отходящих от источников питания. Вычитая значения потерь напряжений из заданной величины напряжения на шинах источника, получают значения напряжений во всех пунктах сети. При этом для сетей с напряжениями 110—150 *кв* можно не учитывать поперечную составляющую падения напряжения.

Пример 2-3. Определить параметры схемы замещения и рассчитать параметры рабочего режима двухцепной линии напряжением 220 *кв* длиной 200 *км* с проводами марки АСО-300, $D_{ср}=9$ *м*. В конце линии присоединены два автотрансформатора с коэффициентом трансформации 220/121/11 *кв* мощностью по 120 *Мва*. Нагрузка автотрансформаторов на стороне 110 *кв* равна $120+j50$ *Мва*, на стороне 10 *кв* — $30+j20$ *Мва*. В начале линии поддерживается напряжение 250 *кв* (рис. 2-20,*а*).

Параметры из паспорта автотрансформатора: потери холостого хода $\Delta P_x = 160$ *квт*; соотношение номинальных мощностей обмоток ВН, СН и НН — 100/100/50%; потери короткого замыкания: $\Delta P_{к.в-с} = 360$ *квт*, $\Delta P'_{к.в-н} = 240$ *квт*, $\Delta P'_{к.с-н} = 240$ *квт*; напряжения короткого замыкания: $e_{к.в-с} = 10{,}5\%$, $e_{к.в-н} = 36{,}2\%$, $e_{к.с-н} = 23\%$; ток холостого хода равен 3%. Номинальная мощность автотрансформатора равна его проходной мощности, а типовая — мощности обмотки НН. Напряжения короткого замыкания отнесены к номинальной мощности, $\Delta P_{к.в-с}$ — к номинальной мощности, а $\Delta P_{к.в-н}$ и $\Delta P_{к.с-н}$ — к типовой мощности.

Определить также повышение напряжения в конце линии при отключении выключателя в точке *А* (рис. 2-20,*а*).

Решение. Схема замещения линии представлена продольным сопротивлением $\dot{Z}_л$ и генерируемой емкостью реактивной мощностью

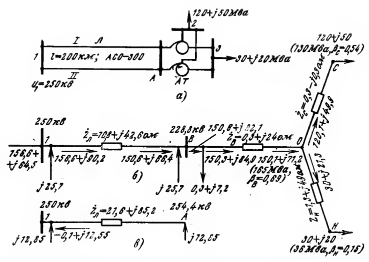


Рис. 2-20. Схема сети к примеру 2-3.

а — схема соединений; *б* — схема замещения сети в нормальном режиме; *в* — то же для линии *II* при отключении выключателя в точке *А*.

jQ_C по его концам. Погонные параметры линии: $r=0{,}108$ *ом/км*; $x=0{,}426$ *ом/км*; $b_C=2{,}66\cdot10^{-6}$ *сим/км*.

Активное сопротивление линии

$$R=r\,\frac{l}{2}=0{,}108\,\frac{200}{2}=10{,}8\ \textit{ом};$$

индуктивное сопротивление

$$X=x\,\frac{l}{2}=0{,}426\,\frac{200}{2}=42{,}6\ \textit{ом};$$

емкостная проводимость

$$\frac{B_C}{2}=2b_C\,\frac{l}{2}=2\cdot2{,}66\cdot10^{-6}\,\frac{200}{2}=5{,}32\cdot10^{-4}\ \textit{сим}.$$

Реактивная мощность, генерируемая половиной линии:

$$Q_C=220^2\cdot5{,}32\cdot10^{-4}=25{,}7\ \textit{Мвар}.$$

Определяем параметры схемы замещения автотрансформаторов. Потери короткого замыкания между обмотками ВН — НН и СН — НН приводим к номинальной мощности автотрансформатора по формуле

$$\Delta P_{\text{к.в-н}}=\Delta P_{\text{к.с-н}}=\Delta P'_{\text{к}}\,\frac{S_{\text{н}}}{S_{\text{тип}}}=240\cdot\left(\frac{120}{60}\right)^2=960\ \textit{квт}.$$

Потери мощности и напряжения короткого замыкания, отнесенные к отдельным лучам эквивалентной звезды схемы замещения,

определяем по формулам (2-15) и (2-16):

$$\Delta P_{к.в}=0,5(360+960-960)=180\ квт;$$

$$\Delta P_{к.с}=360-180=180\ квт;$$

$$\Delta P_{к.н}=960-180=780\ квт;$$

$$e_{к.в}=0,5(10,5+36,2-23)=11,85\%;$$

$$e_{к.с}=10,5-11,85=-1,35\%;$$

$$e_{к.н}=36,2-11,85=24,35\%.$$

Активные сопротивления обмоток двух автотрансформаторов, приведенные к напряжению обмотки ВН [см. (2-8)].

$$R_{ат.с}=R_{ат.в}=\frac{180\cdot 220^2\cdot 10^3}{(120\,000)^2\cdot 2}=0,3\ ом;$$

$$R_{ат.н}=\frac{780\cdot 220^2\cdot 10^3}{(120\,000)^2\cdot 2}=1,3\ ом;$$

индуктивные сопротивления (2-11а)

$$X_{ат.в}=\frac{10\cdot 11,85\cdot 220^2}{120\,000\cdot 2}=24\ ом;$$

$$X_{ат.с}=-\frac{10\cdot 1,35\cdot 220^2}{120\,000\cdot 2}=-0,3\ ом;$$

$$X_{ат.н}=\frac{10\cdot 24,35\cdot 220^2}{120\,000\cdot 2}=49\ ом.$$

Потери холостого хода (2-14)

$$\Delta S_x=\Delta P_x+j\Delta Q_x=2\cdot 0,16+j\frac{3}{100}120\cdot 2\cong 0,3+j7,2\ Мва.$$

Схема замещения двухцепной линии и автотрансформаторов представлена на рис. 2-20,*б*. Там же указаны параметры элементов схемы замещения.

Потери мощности в обмотках НН автотрансформаторов определяются по номинальному напряжению обмотки ВН (2-25):

$$\Delta S_н=\frac{30^2+20^2}{220^2}(1,3+j49)\cong 0+j1,3\ Мва.$$

Мощность в начале обмотки НН

$$30+j20+0+j1,3=30+j21,3\ Мва.$$

Потери мощности в обмотках СН

$$\Delta S_с=\frac{120^2+50^2}{220^2}(0,3-j0,3)=0,1-j0,1\ Мва.$$

Мощность в начале обмотки СН

$$120+j50+0,1-j0,1=120,1+j49,9\ Мва.$$

Мощность в конце обмотки ВН

$$30+j21,3+120,1+j49,9=150,1+j71,2\ Мва.$$

Потери мощности в обмотке ВН

$$\Delta S_в = \frac{150,1^2 + 71,2^2}{220^2} (0,3 + j24) = 0,2 + j13,7 \ \ Мва.$$

Мощность в начале обмотки ВН

$$150,1 + j71,2 + 0,2 + j13,7 = 150,3 + j84,9 \ \ Мва.$$

Мощность, подводимая к обмоткам ВН автотрансформаторов (с учетом потерь холостого хода),

$$150,3 + j84,9 + 0,3 + j7,2 = 150,6 + j92,1 \ \ Мва.$$

Мощность в конце сопротивления линии

$$150,6 + j92,1 - j25,7 = 150,6 + j66,4 \ \ Мва.$$

Потери мощности в продольном сопротивлении линии

$$\Delta S_л = \frac{150,6^2 + 66,4^2}{220^2} (10,8 + j42,6) = 6 + j23,8 \ \ Мва.$$

Мощность в начале сопротивления линии

$$150,6 + j66,4 + 6 + j23,8 = 156,6 + j90,2 \ \ Мва.$$

Мощность в начале линии (с учетом реактивной мощности, генерируемой второй половиной линии)

$$156,6 + j90,2 - j25,7 = 156,6 + j64,5 \ \ Мва.$$

Продольная составляющая падения напряжения в линии

$$U'_{\Delta л} = \frac{156,6 \cdot 10,8 + 90,2 \cdot 42,6}{250} = 22,2 \ \ кв;$$

Поперечная составляющая падения напряжения в линии

$$U''_{\Delta л} = \frac{156,6 \cdot 42,6 - 90,2 \cdot 10,8}{250} = 22,8 \ \ кв.$$

Влияние поперечной составляющей на величину потери напряжения

$$\frac{22,8^2}{2 \cdot 250} = 1 \ \ кв.$$

Потеря напряжения в линии

$$\Delta U_л = 22,2 - 1 = 21,2 \ \ кв.$$

Напряжение в конце линии

$$U_в = 250 - 21,2 = 228,8 \ \ кв.$$

Отклонение напряжения от номинального

$$V_{в\%} = \frac{228,8 - 220}{220} 100 = 4\%.$$

Продольная составляющая падення напряжения в обмотке ВН автотрансформаторов

$$U'_{\Delta в} = \frac{150{,}3 \cdot 0{,}3 + 84{,}9 \cdot 24}{228{,}8} = 9{,}1 \ кв.$$

Поперечная составляющая падения напряжения в обмотке ВН

$$U''_{\Delta в} = \frac{150{,}3 \cdot 24 - 84{,}9 \cdot 0{,}3}{228{,}8} = 15{,}7 \ кв.$$

Влиянне поперечной составляющей на велнчину потери напряжения

$$\frac{15{,}7^2}{2 \cdot 228{,}8} = 0{,}5 \ кв.$$

Потеря напряжения в обмотке ВН

$$\Delta U_в = 9{,}1 - 0{,}5 = 8{,}6 \ кв.$$

Напряжение нулевой точкн эквивалентной звезды (прнведенное к номннальному напряжению обмотки ВН):

$$U_0 = 228{,}8 - 8{,}6 = 220{,}2 \ кв.$$

Потеря напряження в обмотке СН автотрансформаторов (поперечной составляющей падения напряжения пренебрегаем ввиду ее малости)

$$\Delta U_с = \frac{120{,}1 \cdot 0{,}3 - 49{,}9 \cdot 0{,}3}{220{,}2} \cong 0{,}1 \ кв.$$

Напряжение на шинах среднего напряжения автотрансформаторов

$$U_с = (220{,}2 - 0{,}1)\frac{121}{220} \cong 121 \ кв,$$

что является допустимым.

Продольная составляющая падения напряжения в обмотке НН

$$U'_{\Delta н} = \frac{30 \cdot 1{,}3 + 21{,}3 \cdot 49}{220{,}2} = 4{,}9 \ кв.$$

Поперечная составляющая падения напряжения в обмотке НН

$$U''_{\Delta н} = \frac{30 \cdot 49 - 21{,}3 \cdot 1{,}3}{220{,}2} = 6{,}6 \ кв.$$

Влиянне поперечной составляющей

$$\frac{6{,}6^2}{2 \cdot 220{,}2} \cong 0{,}1 \ кв.$$

Потеря напряжения в обмотке НН

$$\Delta U_н = 4{,}9 - 0{,}1 = 4{,}8 \ кв.$$

Напряжения на шинах низшего напряжения автотрансформаторов

$$U_н = (220{,}2 - 4{,}8)\frac{11}{220} = 10{,}75 \ кв.$$

Допустнмость полученного режима напряжений на шинах низшего напряжеиня автотрансформаторов требует дополнительной проверкн.

При отключении выключателя в точке A цепь II линии будет работать в режиме холостого хода. Схема замещения этой цепи линии представлена на рис. 2-20,*в*. Потери мощности в этой цепи линии при протекании мощности, генерируемой половиной ее емкости, равны:

$$\Delta \dot{S} = \frac{12{,}8^2 \cdot (21{,}6 + j85{,}2)}{250^2} = 0{,}1 + j0{,}3 \;\; \textit{Мва}.$$

Мощность в начале линии

$$-0{,}1 + j12{,}85 - j0{,}3 = -0{,}1 + j12{,}55 \;\; \textit{Мва}.$$

Потеря напряжения в линии

$$\Delta U = \frac{-0{,}1 \cdot 21{,}6 + 12{,}55 \cdot 85{,}2}{250} = 4{,}3 \;\; \textit{кв}, \text{ или} \approx 2\%.$$

Напряжение в конце линии (в точке A)

$$U_A = 250 + 4{,}3 = 254{,}3 \;\; \textit{кв},$$

что является допустимым.

Для *кольцевой схемы питающей сети* или для линии с двусторонним питанием приближенный расчет ведется в два этапа. На первом этапе определение потокораспределения производится так же, как и для распределительной сети — без учета потерь мощности. Нагрузка каждого из головных участков сети определяется по формулам (2-33), (2-34), а в ряде случаев и по формулам (2-35). После этого находится распределение мощностей для остальных участков сети и соответствующая точка потокораздела (рис. 2-21,*а*). Нагрузка в пункте потокораздела (пункт *2* на схеме рис. 2-21,*б*) условно делится на две части — $\dot{S}_2 = \dot{S}_{12} + \dot{S}_{23}$. Таким образом, вся кольцевая сеть или линия с двусторонним питанием оказывается разделенной на две разомкнутые линии (рис. 2-21,*б*), каждая из которых рассчитывается в соответствии с указанным выше. При этом определяются потери мощности и значения мощностей по участкам сети, а затем потери напряжения и напряжения в пунктах исходной сети. Значения напряжений в пункте потокораздела, найденные при расчете линии $A2—U'_2$ и линии $A'2—U''_2$ (рис. 2-21,*б*) могут несколько отличаться друг от друга. Однако это различие обычно бывает не столь значительным, поэтому можно пользоваться среднеарифметическим из полученных значений. В случае получения различных точек потокораздела для активной и

реактивной мощностей в качестве точки раздела кольцевой схемы выбирается та точка, в которой предполагается наименьшее значение напряжения.

Для упрощения расчетов замкнутых схем питающих сетей применяют так называемый *метод расщепления схем*. При этом раздельно рассчитываются распределения активной и реактивной мощностей для сети одного напряжения или для схемы, приведенной к одному базисному напряжению. Строго говоря, этот метод справедлив для однородных сетей, для которых отношение

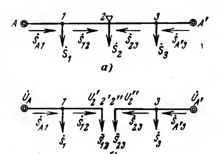


Рис. 2-21. Расчет кольцевой питающей сети (линии с двусторонним питанием).
а — распределение мощностей, найденное без учета потерь мощности; *б* — условное разделение линии с двусторонним питанием на две разомкнутые линии.

погонных сопротивлений $x/r=\xi$ одинаково для всех участков. Однако метод расщепления может быть применен на первом этапе расчета рабочих режимов и для неоднородных сетей с номинальным напряжением до 220 *кв* включительно. Его применение является особенно эффективным при расчетах на статических моделях.

Рассмотрим применение метода расщепления схем для простейшей замкнутой сети — кольцевой схемы. Обозначим сопротивление i-го участка через $\dot{Z}_i=R_i+jX_i$ и мощность его нагрузки — $\dot{S}_i=P_i+jQ_i$. В соответствии со вторым законом Кирхгофа при отсутствии э. д. с. ветвей можно написать для сети с n участками:

$$\sum_{i=1}^{n}\frac{\hat{Z}_i\dot{S}_i}{U_н}=\sum_{i=1}^{n}\hat{Z}_i\dot{S}_i=0, \qquad (2\text{-}37)$$

так как $U_н\neq 0$.

Подставляя значения $\dot{Z}_i$ и $\dot{S}_i$ в уравнение (2-37) и разделяя полученные значения на вещественные и мнимые со-

ставляющие, получим два уравнения:

$$\sum_{i=1}^{n} (P_i R_i + Q_i X_i) = 0 \qquad (2\text{-}37а)$$

и

$$\sum_{i=1}^{n} (P_i X_i - Q_i R_i) = 0. \qquad (2\text{-}37б)$$

Для схемы с почти однородными сопротивлениями может быть записано: $X_i = \xi R_i$. С учетом этого условия уравнение (2-37а) может быть записано:

$$\sum_{i=1}^{n} \left(\frac{1}{\xi} P_i X_i + \xi Q_i R_i \right) = 0. \qquad (2\text{-}37в)$$

После сложения (2-37в) с (2-37б), умноженным на ξ, получим:

$$\sum_{i=1}^{n} P_i X_i = 0 \qquad (2\text{-}38а)$$

и аналогично

$$\sum_{i=1}^{n} Q_i R_i = 0. \qquad (2\text{-}38б)$$

Отсюда следует, что в почти однородных схемах в первом приближении активные мощности нагрузки распределяются по ветвям схемы в соответствии с их индуктивными сопротивлениями, а реактивные мощности — в соответствии с активными сопротивлениями. Поскольку индуктивные погонные сопротивления ВЛ относительно мало зависят от сечений проводов (см. приложение П2-1), то можно считать приближенно, что индуктивные сопротивления ВЛ пропорциональны длинам участков сети. Тогда уравнение (2-38а) может быть дополнительно упрощено:

$$\sum_{i=1}^{n} P_i l_i = 0. \qquad (2\text{-}38в)$$

Использование формулы (2-38в) особенно целесообразно на первом этапе проектирования электрических сетей, когда сечения проводов линий неизвестны. При

этом аналогичную формулу вначале используют и для реактивной мощности. Это является достаточно приближенным, но получаемые при этом ошибки относительно невелики, что связано со сравнительно малыми значениями реактивной мощности нагрузок по сравнению с активной.

Пример 2-4. Определить напряжеия в узлах и распределение мощностей в кольцевой сети с номинальным напряжением 110 *кв* (рис. 2-22,*а*). Напряжение в пункте *A* в данном режиме поддерживается равным 124 *кв*. Длины линий, марки проводов, мощности трансформаторов и нагрузки на шинах вторичного напряжения понижающих подстанций указаны на схеме сети (рис. 2-22,*а*). Среднегеометрическое расстояние между проводами фаз равно 5 *м*. Транс-

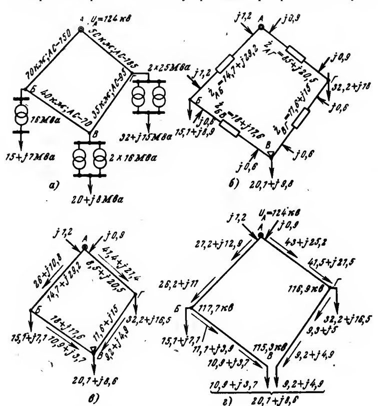


Рис. 2-22. К примеру 2-4.

а — схема сети 110 *кв*; *б* — схема замещения сети; *в* — потокораспределение в сети без учета потерь мощности (I этап расчета); *г* — потокораспределение с приближенным учетом потерь мощности (II этап расчета).

форматоры подстанций $Б$ и $В$ в данном режиме работают с коэффициентом трансформации, равным 117,05/11 *кв*, а трансформаторы подстанции $Г$ — с коэффициентом 119,09/11 *кв*.

Параметры трансформатора мощностью 16 *Мва* по паспорту. $\Delta P_x=26$ *квт*; $\Delta P_к=85$ *квт*; $e_к=10{,}5\%$; $I_x=0{,}85\%$; и для трансформатора мощностью 25 *Мва*: $\Delta P_x=36$ *квт*; $\Delta P_к=120$ *квт*; $e_к=10{,}5\%$; $I_x=0{,}8\%$.

Решение. Потери мощности в трансформаторах [формула (2-14)]:

на подстанции $Б$

$$\Delta\dot{S}_Б=(26+1{,}03^2\cdot 85)+j\,(0{,}85+1{,}03^2\cdot 10{,}5)\cdot\frac{16\,000}{100}=$$

$$=114+j1\,880\ ква\approx 0{,}1+1{,}9\ Мва$$

где $1{,}03=\dfrac{\sqrt{15^2+7^2}}{16}$ — коэффициент загрузки трансформатора;

на подстанции $В$

$$\Delta\dot{S}_В=2(26+0{,}68^2\cdot 85)+j2\,(0{,}85+0{,}68^2\cdot 10{,}5)\,\frac{16\,000}{100}=$$

$$=131+j1\,820\ ква=0{,}1+j1{,}8\ Мва,$$

где $0{,}68=\dfrac{\sqrt{20^2+8^2}}{2\cdot 16}$ — коэффициент загрузки трансформаторов;

на подстанции $Г$

$$\Delta\dot{S}_Г=2\,(36+0{,}703^2\cdot 120)+j2\,(0{,}8+0{,}703^2\cdot 10{,}5)\,\frac{25\,000}{100}=$$

$$=190+j3\,000\ ква=0{,}2+j3\ Мва,$$

где $0{,}703=\dfrac{\sqrt{32^2+15^2}}{2\cdot 25}$ — коэффициент загрузки трансформаторов.

Мощности нагрузок подстанций, приведенные к стороне высшего напряжения (с учетом потерь мощности в трансформаторах):

для подстанции $Б$

$$\dot{S}'_Б=15+j7+0{,}1+j1{,}9=15{,}1+j8{,}9\ Мва;$$

для подстанции $В$

$$\dot{S}'_В=20+j8+0{,}1+j1{,}8=20{,}1+j9{,}8\ Мва;$$

для подстанции $Г$

$$\dot{S}'_Г=32+j15+0{,}2+j3=32{,}2+j18\ Мва.$$

Погонные параметры линий сети (см. приложения П1 и П2).

АС-70	$r=0{,}46$ *ом/км*;	$x=0{,}44$ *ом/км*;	$b_C=2{,}58\cdot 10^{-6}$ *сим/км*
АС-95	0,33	0,429	$2{,}65\cdot 10^{-6}$
АС-150	0,21	0,416	$2{,}74\cdot 10^{-6}$
АС-185	0,17	0,409	$2{,}82\cdot 10^{-6}$.

Параметры линии *АБ*

$$\dot{Z}_{АБ} = (0{,}21 + j0{,}416)\,70 = 14{,}7 + j29{,}2 \text{ ом};$$

$$Q_{АБ}/2 = 110^2 \cdot 2{,}74 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{70}{2} = 1{,}2 \text{ Мвар}.$$

Параметры остальных линий указаны на схеме сети (рис. 2-22,*б*).

Расчетные нагрузки подстанций с учетом реактивной мощности, генерируемой линиями:

$$\dot{S}_Б = 15{,}1 + j8{,}9 - j1{,}2 - j0{,}6 = 15{,}1 + j7{,}1 \text{ Мва};$$

$$\dot{S}_В = 20{,}1 + j9{,}8 - j0{,}6 - j0{,}6 = 20{,}1 + j8{,}6 \text{ Мва};$$

$$\dot{S}_Г = 32{,}2 + j18 - j0{,}6 - j0{,}9 = 32{,}2 + j16{,}5 \text{ Мва}.$$

По полученной схеме (рис. 2-22,*в*) определяется потокораспределение в сети без учета потерь мощности по формуле (2-33):

$$\dot{S}_{АБ} = \frac{(32{,}2 + j16{,}5)(8{,}5 - j20{,}5) + (20{,}1 + j8{,}6)(20{,}1 - j35{,}5) +}{52{,}8 - j82{,}3} \rightarrow$$

$$\rightarrow \frac{+ (15{,}1 + j7{,}1)(38{,}1 - j53{,}1)}{} = 26 + j10{,}8 \text{ Мва}.$$

$$\dot{S}_{БВ} = 26 + j10{,}8 - 15{,}1 - j7{,}1 = 10{,}9 + j3{,}7 \text{ Мва};$$

$$\dot{S}_{ВГ} = 20{,}1 + j8{,}6 - 10{,}9 - j3{,}7 = 9{,}2 + j4{,}9 \text{ Мва};$$

$$\dot{S}_{АГ} = 9{,}2 + j4{,}9 + 32{,}2 + j16{,}5 = 41{,}4 + j21{,}4 \text{ Мва}.$$

Точка потокораздела в данном режиме получается в пункте *В*. В этом пункте производится разделение кольцевой сети на две разомкнутые линии — *АБВ* и *АГВ*.

На втором этапе расчет выполняется для двух разомкнутых схем (см. пример 2-3).

Потери мощности в линии *БВ*

$$\Delta\dot{S}_{БВ} = \frac{10{,}9^2 + 3{,}7^2}{110^2}(18 + j17{,}6) = 0{,}195 + j0{,}192 \approx 0{,}2 + j0{,}2 \text{ Мва}.$$

Мощность в начале линии *БВ*

$$10{,}9 + j3{,}7 + 0{,}2 + j0{,}2 = 11{,}1 + j3{,}9 \text{ Мва}.$$

Мощность в конце линии *АБ*

$$11{,}1 + j3{,}9 + 15{,}1 + j7{,}1 = 26{,}2 + j11 \text{ Мва}.$$

Потери мощности в линии *АБ*

$$\Delta\dot{S}_{АБ} = \frac{26{,}2^2 + 11^2}{110^2}(14{,}7 + j29{,}2) = 1 + j1{,}9 \text{ Мва}.$$

Мощность в начале линии *АБ*

$$26{,}2 + j11 + 1 + j1{,}9 = 27{,}2 + j12{,}9 \text{ Мва}.$$

Аналогично производится расчет для линии *АГВ*. Результаты расчета нанесены на схеме рис. 2-22,*г*.

Продольная составляющая падения напряжения в линии *АБ*

$$U'_{\Delta}=\frac{27,2\cdot 14,7+12,9\cdot 29,2}{124}=6,28\ \text{кв}.$$

Поперечная составляющая падения напряжения в линии *АБ*

$$U''_{\Delta}=\frac{27,2\cdot 29,2-12,9\cdot 14,7}{124}=4,9\ \text{кв}.$$

Поправка от учета поперечной составляющей

$$\frac{4,9^2}{2\cdot 124}=\frac{24}{248}=0,09\approx 0.$$

Очевидно, что поперечную составляющую падения напряжения можно не учитывать. Таким образом, потеря напряжения в линии *АБ*

$$\Delta U_{АБ}=6,28\ \text{кв}$$

и напряжение в пункте *Б*

$$U_Б=124-6,28=117,72\ \text{кв}.$$

Потеря напряжения в линии *БВ*

$$\Delta U_{БВ}=\frac{11,1\cdot 18+3,9\cdot 17,6}{117,72}=2,38\ \text{кв}.$$

Напряжение в пункте *В* при определении со стороны линии *БВ*

$$U'_В=117,72-2,38=115,34\ \text{кв}.$$

Потеря напряжения в линии *АГ*

$$\Delta U_{АГ}=\frac{43\cdot 8,5+25,2\cdot 20,5}{124}=7,12\ \text{кв}.$$

Напряжение в пункте *Г*

$$U_Г=124-7,12=116,88\ \text{кв}\approx 116,9\ \text{кв}.$$

Потеря напряжения в линии *ВГ*

$$\Delta U_{ВГ}=\frac{9,3\cdot 11,6+5\cdot 15}{116,9}=1,57\ \text{кв}.$$

Напряжение в пункте *В* при определении со стороны линии ***ГВ***

$$U''_В=116,88-1,57=115,31\ \text{кв}.$$

Приближенно $U_В=115,3$ *кв*.

Потери напряжения в трансформаторах подстанций [формулы (2-27) и (2-27б)]:

на подстанции *Б*

$$U'_{\Delta т}=(0,53\cdot 0,91+10,5\cdot 0,414)\,1,03=4,95\%.$$

где

$$e_{а\%} = \frac{85}{16\,000}\,100 = 0,53\%.$$

$$U''_{\Delta т} = (10,5 \cdot 0,91 - 0,53 \cdot 0,414)\,1,03 = 9,6\%;$$

$$\frac{9,6^2}{2 \cdot 100} = 0,46\%;\quad \Delta U_{т\%} = 4,95 - 0,46 = 4,5\%.$$

$$\Delta U_{тБ} = \frac{4,5}{100}\,110 = 4,95 \approx 5 \text{ кв}.$$

Напряжение на шинах вторичного напряжения подстанции $Б$ при заданном коэффициенте трансформации:

$$U_{IIБ} = (117,7 - 5)\,\frac{11}{117,04} = 10,56 \approx 10,6 \text{ кв};$$

на подстанции $В$

$$U'_{\Delta т} = (0,53 \cdot 0,925 + 10,5 \cdot 0,374)\,0,68 = 3,04\%;$$

$$U''_{\Delta т} = (10,5 \cdot 0,925 - 0,53 \cdot 0,374)\,0,68 = 6,5\%;$$

$$\frac{6,5^2}{2 \cdot 100} = 0,21\%;$$

$$\Delta U_{т\%} = 3,04 - 0,21 = 2,8\%;$$

$$\Delta U_{тВ} = \frac{2,8}{100}\,110 = 3,1 \text{ кв};$$

$$U_{IIВ} = (115,3 - 3,1)\,\frac{11}{117,04} \approx 10,5 \text{ кв};$$

на подстанции $Г$

$$U'_{\Delta т} = (0,48 \cdot 0,9 + 10,5 \cdot 0,43)\,0,703 = 3,45\%,$$

где

$$e_{а\%} = \frac{120}{25\,000}\,100 = 0,48\%;$$

$$U''_{\Delta т} = (10,5 \cdot 0,9 - 0,48 \cdot 0,43)\,0,703 = 6,45\%;$$

$$\frac{6,45^2}{2 \cdot 100} = 0,21\%;\quad \Delta U_{т\%} = 3,45 - 0,21 \approx 3,2\%,$$

$$\Delta U_{тГ} = \frac{3,2}{100}\,110 = 3,5 \text{ кв};$$

$$U_{IIГ} = (116,9 - 3,5)\,\frac{11}{119,08} = 10,5 \text{ кв}.$$

Полученный режим напряжений является приемлемым.

Пример 2-5. Найти потокораспределение в кольцевой сети напряжением 110 *кв*, рассмотренной в примере 2-4 (рис. 2-22,*в*), методом расщепления.

Решение. В соответствии с заданными значениями сопротивлений и нагрузок составляем две расчетные схемы: а) схему с индуктивными сопротивлениями и активными мощностями нагрузок (рис. 2-23,*а*); б) схему с активными сопротивлениями и реактивными мощностями нагрузок (рис. 2-23,*б*). Расчет ведем без учета потерь мощности в линиях.

Распределение активных мощностей (рис. 2-23,*а*)

$$P_{АБ} = \frac{\Sigma PX}{\Sigma X} = \frac{32,2 \cdot 20,5 + 20,1 \cdot 35,5 + 15,1 \cdot 53,1}{20,5 + 15 + 17,6 + 29,2} =$$

$$= 26,5 \ \textit{Мвт};$$

$$P_{ГВ} = P_{АБ} - P_{Б} = 26,5 - 15,1 = 11,4 \ \textit{Мвт};$$

$$P_{АГ} = P_{Б} + P_{В} + P_{Г} - P_{АБ} = 15,1 + 20,1 +$$

$$+ 32,2 - 26,5 = 40,9 \ \textit{Мвт};$$

$$P_{ВГ} = P_{АГ} - P_{Г} = 40,9 - 32,2 = 8,7 \ \textit{Мвт}.$$

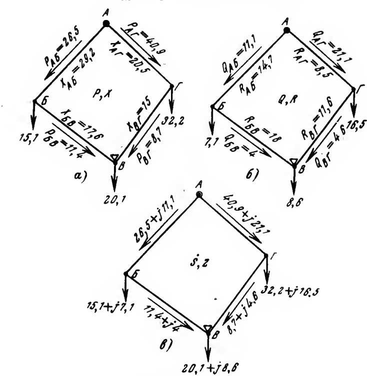


Рис. 2-23. К примеру 2-5.

Распределение реактивных мощностей (рис. 2-23,*б*)

$$Q_{AБ} = \frac{16{,}5 \cdot 8{,}5 + 8{,}6 \cdot 20{,}1 + 7{,}1 \cdot 38{,}1}{14{,}7 + 18 + 11{,}6 + 8{,}5} = 11{,}1 \ \textit{Мвар};$$

$$Q_{БВ} = 11{,}1 - 7{,}1 = 4 \ \textit{Мвар};$$

$$Q_{АГ} = 7{,}1 + 8{,}6 + 16{,}5 - 11{,}1 = 21{,}1 \ \textit{Мвар};$$

$$Q_{ВГ} = 21{,}1 - 16{,}5 = 4{,}6 \ \textit{Мвар}.$$

На схеме рис. 2-23,*в* нанесены полученные значения активных и реактивных мощностей, т. е. окончательное распределение полных мощностей. Сравнение результатов расчетов на схеме рис. 2-22,*в* и на схеме рис. 2-23,*в* показывает, что применение метода расщепления схем дает достаточную точность для первого этапа расчетов рабочих режимов сетей 110—220 *кв* (особенно для наиболее загруженных головных участков сети).

2-6. Особенности расчета рабочих режимов сложнозамкнутых питающих сетей

В современных электрических системах схемы питающих электрических сетей могут быть весьма сложными. Число узлов в них может исчисляться сотнями, а число замкнутых контуров — десятками. В объединенных энергетических системах схемы электрических сетей могут быть еще более громоздкими. Практически расчеты сложных замкнутых сетей могут производиться с помощью автоматических цифровых вычислительных машин (ЦВМ). При весьма сложных схемах в зависимости от назначения расчетов приходится применять специальные методы эквивалентирования схем замещения электрических сетей. Часто в сложных замкнутых сетях имеются линии нескольких различных номинальных напряжений. В этих случаях параметры всех электрических сетей обычно приводят к одному напряжению. При анализе режимов работы сложнозамкнутых электрических сетей и при составлении алгоритмов их расчетов на ЦВМ удобно использовать так называемые матричные методы расчетов. Они основаны на применении алгебры матриц и элементов теории графов. При этом используется аналитическое представление схемы или направленный граф сети. Предварительно фиксируются все характерные элементы сети — ветви, независимые узлы, независимые замкнутые контуры. Они нумеруются; порядок нумерации выбирается произвольно. При этом для каждой ветви и каждого независимого

контура произвольно выбираются и фиксируются определенные положительные направления. Относительно них ориентируются и знаки токов и э. д. с. каждой ветви.

Один из узлов, обычно наиболее мощный источник питания, выбирается в качестве узла баланса. Его мощность заранее неизвестна. Он должен покрыть часть нагрузки потребителей и потерь мощности в сети, не покрытую другими источниками с фиксированным режимом работы. Узел баланса обычно совмещают с базисным узлом, в котором известно напряжение. Параметры одного из узлов зависят от параметров остальных узлов. Поэтому число y независимых узлов на единицу меньше общего числа узлов схемы.

Число независимых замкнутых контуров в замкнутой схеме сети должно соответствовать минимальному числу контурных уравнений, необходимых для определения неизвестных контурных токов. Для остальных замкнутых контуров, называемых зависимыми, соответствующие контурные уравнения могут быть получены путем комбинации контурных уравнений для независимых контуров.

При аналитическом представлении схемы сети обеспечивается достаточно компактная и наглядная обобщенная запись основных соотношений между параметрами режима, что весьма удобно при выполнении необходимых преобразований и составлении алгоритма решений. Одновременно получается определенная автоматичность в выполнении вычислений. В частности, облегчается программирование расчетов на ЦВМ вследствие возможности использования стандартных подпрограмм.

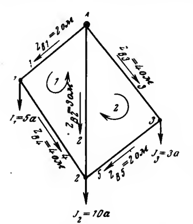


Рис. 2-24. Схема сети с двумя замкнутыми контурами к примерам 2-6 и 2-7.

Матричные методы расчетов электрических сетей подробно описаны в литературе [Л. 8, 25, 26, 28 и др.]. Ниже дает-

ся понятие об основах этих методов. При этом предполагается, что основные сведения из алгебры матриц известны из курса математики. Следует иметь в виду, что применение матричных методов практически целесообразно для достаточно сложных схем замкнутых сетей. Рассмотренные ниже примеры их использования для простейшей замкнутой сети с двумя замкнутыми контурами (рис. 2-24) даны лишь в целях иллюстрации приведенных положений.

Аналитическое представление схем электрической сети производится с помощью так называемых *матриц инциденций.*

Первая матрица инциденций **M** представляет соединение ветвей в независимых узлах схемы. В общем случае матрица **M** является прямоугольной, число строк ее равно y — числу независимых узлов, а число столбцов — числу ветвей $в$:

$$\mathbf{M} = \begin{Vmatrix} M_{11} & M_{12} & \dots & M_{1в} \\ M_{21} & M_{22} & \dots & M_{2в} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ M_{y1} & M_{y2} & \dots & M_{y.в} \end{Vmatrix}.$$

Коэффициент M_{ij} показывает соединение узла i с ветвью j. Он может принимать одно из трех значений: +1, —1 и 0. Коэффициент M_{ij} равен положительной единице, если узел i является началом ветви j; отрицательной единице, если узел i является концом ветви j, и нулю, если ветвь j не соединена с узлом i.

Таким образом, каждая строка i матрицы **M** показывает, какие ветви и как по направлению соединены с узлом i схемы. Каждый столбец j показывает, между какими узлами включена ветвь j схемы.

Вторая матрица инциденций **N** представляет соединение ветвей в независимые замкнутые контуры схемы. Это прямоугольная матрица. Число ее строк равно числу $к$ независимых контуров схемы, а число столбцов — числу ветвей $в$ схемы:

$$\mathbf{N} = \begin{Vmatrix} N_{11} & N_{12} & \dots & N_{1в} \\ N_{21} & N_{22} & \dots & N_{2в} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ N_{к1} & N_{к2} & \dots & N_{к.в} \end{Vmatrix}.$$

Коэффициент N_{ij} показывает соединение ветви j с контуром i. Он равен положительной единице, если ветвь j входит в состав контура i и совпадает с ним по направлению; отрицательной — если ветвь j входит в состав контура i с противоположным направлением, и нулю — если не входит.

Каждая строка i матрицы **N** показывает, какие ветви и как по направлению входят в состав независимого контура схемы. Каждый ее столбец j показывает, в какие контуры и как входит ветвь j схемы.

Пример 2-6. Определить матрицы инциденций **M** и **N** для схемы, представленной на рис. 2-24.

Решение. Для принятых нумерации и направлений ветвей и замкнутых контуров (рис. 2-24) и нумерации узлов получаем:

$$\mathbf{M}=\left\|\begin{matrix}-1 & 0 & 0 & 1 & 0\\ 0 & -1 & 0 & -1 & -1\\ 0 & 0 & -1 & 0 & 1\end{matrix}\right\|$$

и

$$\mathbf{N}=\left\|\begin{matrix}1 & -1 & 0 & 1 & 0\\ 0 & -1 & 1 & 0 & 1\end{matrix}\right\|.$$

Основные законы для любой электрической сети с количеством ветвей *в*, узлов *у* и независимых замкнутых контуров *к* записываются в матричной форме следующим образом.

Первое уравнение Кирхгофа

$$\mathbf{M}\dot{\mathbf{I}}=\dot{\mathbf{J}}, \qquad (2\text{-}39)$$

где $\dot{\mathbf{I}}=\left\|\begin{matrix}\dot{I}_1\\ \dot{I}_2\\ \vdots\\ \dot{I}_в\end{matrix}\right\|$ — столбцевая матрица токов в ветвях схемы; число *в* элементов в ней равно числу *в* ветвей схемы; здесь и ниже для удобства записи в матрицах токов записываются увеличенные в $\sqrt{3}$ раз фазные токи;

$\dot{\mathbf{J}}=\left\|\begin{matrix}\dot{J}_1\\ \dot{J}_2\\ \vdots\\ \dot{J}_у\end{matrix}\right\|$ — столбцевая матрица задающих токов в независимых узлах схемы с числом элементов, равным *у*.

Второе уравнение Кирхгофа

$$\mathbf{N}\dot{\mathbf{U}}_z = \dot{\mathbf{E}}_\text{к}, \qquad (2\text{-}40)$$

где $\dot{\mathbf{E}}_\text{к} = \begin{Vmatrix} \dot{E}_1 \\ \dot{E}_2 \\ \vdots \\ \dot{E}_\text{к} \end{Vmatrix}$ — столбцевая матрица контурных э. д. с. с числом элементов, равным *к*;

$\dot{\mathbf{U}}_z = \begin{Vmatrix} \dot{U}_{z1} \\ \dot{U}_{z2} \\ \vdots \\ \dot{U}_{z\text{в}} \end{Vmatrix}$ — столбцевая матрица падений напряжения на сопротивлениях ветвей схемы, число ее элементов равно числу ветвей *в*.

Закон Ома

$$\dot{\mathbf{U}}_z = \dot{\mathbf{Z}}_\text{в}\dot{\mathbf{I}} - \dot{\mathbf{E}}, \qquad (2\text{-}41)$$

где $\dot{\mathbf{E}}$ — столбцевая матрица э. д. с. ветвей; $\dot{\mathbf{Z}}_\text{в}$ — квадратная матрица сопротивлений ветвей схемы.

Обычно при расчетах симметричных режимов матрица $\dot{\mathbf{Z}}_\text{в}$ диагональная, с нулевыми элементами вне диагонали (для упрощения они не записываются), так как отсутствуют сопротивления взаимной индукции между отдельными ветвями схемы:

$$\dot{\mathbf{Z}}_\text{в} = \begin{Vmatrix} \dot{Z}_1 & & & \\ & \dot{Z}_2 & & \\ & & \ddots & \\ & & & \dot{Z}_\text{в} \end{Vmatrix}.$$

Основными уравнениями состояния для схем замещения электрических сетей являются:

Узловое

$$\dot{\mathbf{Y}}\dot{\mathbf{U}}_\Delta = \dot{\mathbf{J}}, \qquad (2\text{-}42)$$

где $\dot{\mathbf{U}}_\Delta = \begin{Vmatrix} \dot{U}_{\Delta 1} \\ \dot{U}_{\Delta 2} \\ \vdots \\ \dot{U}_{\Delta у} \end{Vmatrix}$ — столбцевая матрица падений напряжения от базисного узла от узлов схемы; число ее элементов равно числу *у* узлов;

$$\dot{\mathbf{Y}} = \begin{Vmatrix} \dot{Y}_{11} & \dot{Y}_{12} & \dots & \dot{Y}_{1y} \\ \dot{Y}_{21} & \dot{Y}_{22} & \dots & \dot{Y}_{2y} \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ \dot{Y}_{y1} & \dot{Y}_{y2} & \dots & \dot{Y}_{yy} \end{Vmatrix}$$ — квадратная матрица узловых проводимостей порядка y.

По главной диагонали матрицы $\dot{\mathbf{Y}}$ располагаются суммарные значения проводимостей всех ветвей, соединенных с узлами схемы, соответствующими индексам элементов матрицы. На пересечении строки i и столбца j располагается взятая с обратным знаком проводимость ветви, включенной между узлами i и j схемы. Ее элементы могут быть определены непосредственно по схеме сети.

Матрица $\dot{\mathbf{U}}_{\Delta}$ для схемы без поперечных ветвей связана с матрицей узловых напряжений $\dot{\mathbf{U}}$ следующим образом:

$$\dot{\mathbf{U}}_{\Delta} = \dot{\mathbf{U}} - \mathbf{U}_{б}, \qquad (2\text{-}42а)$$

где $\dot{\mathbf{U}} = \begin{Vmatrix} \dot{U}_1 \\ \dot{U}_2 \\ \vdots \\ \dot{U}_y \end{Vmatrix}$ — столбцевая матрица узловых напряжений; число ее элементов равно числу y узлов схемы;

$\dot{\mathbf{U}}_{б} = \dot{U}_{б}\,\mathbf{n}$ — где $\dot{U}_{б}$ — напряжение базисного узла;

$\mathbf{n} = \begin{Vmatrix} 1 \\ 1 \\ \vdots \\ 1 \end{Vmatrix}$ — столбцевая матрица, состоящая из соответствующего числа единиц—в данном случае из y единиц.

Контурное уравнение — для схемы, не содержащей узловых токов:

$$\dot{\mathbf{Z}}_{к}\dot{\mathbf{I}}_{к} = \dot{\mathbf{E}}_{к}, \qquad (2\text{-}43)$$

где $\dot{\mathbf{I}}_{к} = \begin{Vmatrix} \dot{I}_{к1} \\ \dot{I}_{к2} \\ \vdots \\ \dot{I}_{кк} \end{Vmatrix}$ — столбцевая матрица контурных токов, число ее элементов равно числу $к$ контуров;

$\dot{\mathbf{Z}}_{к}$ — квадратная матрица порядка $к$ контурных сопротивлений; по ее диагонали располагаются собственные сопротивления контуров, на пересечении строки i и столбца j — сопротивления общих ветвей между контурами i и j.

Для линейной схемы уравнения состояния могут быть решены непосредственно. Из (2-42) получается:

$$\dot{\mathbf{U}}_\Delta = \dot{\mathbf{Y}}^{-1}\dot{\mathbf{J}} = \dot{\mathbf{Z}}\dot{\mathbf{J}} \qquad (2\text{-}44)$$

и из (2-43)

$$\dot{\mathbf{I}}_к = \dot{\mathbf{Z}}_к^{-1}\dot{\mathbf{E}}_к = \dot{\mathbf{Y}}_к\dot{\mathbf{E}}_к. \qquad (2\text{-}45)$$

После определения матрицы $\dot{\mathbf{U}}_\Delta$ можно найти матрицу $\dot{\mathbf{I}}$ токов в ветвях, используя закон Ома (2-41), а также соотношение

$$\mathbf{M}_t\dot{\mathbf{U}}_\Delta = \dot{\mathbf{U}}_в, \qquad (2\text{-}46)$$

где $\mathbf{M}_t$ — транспонированная матрица **M**.

Соотношение (2-46) вытекает из определения первой матрицы инциденций **M**. Каждый столбец j матрицы **M** позволяет выделить из матрицы $\dot{\mathbf{U}}_\Delta$ напряжения узлов для начальной и конечной вершин ветви j; они получаются с различными знаками. Их алгебраическая сумма, таким образом, определяет падение напряжения $\dot{U}_{вj}$ на ветви j. Подставляя (2-46) в (2-41), получаем:

$$\dot{\mathbf{Z}}_в\dot{\mathbf{I}} = \mathbf{M}_t\dot{\mathbf{U}}_\Delta + \dot{\mathbf{E}},$$

откуда может быть найдена матрица токов в ветвях—в общем случае

$$\dot{\mathbf{I}} = \dot{\mathbf{Z}}_в^{-1}(M_t\dot{\mathbf{U}}_\Delta + \mathbf{E}) \qquad (2\text{-}47)$$

и при отсутствии э. д. с. в ветвях

$$\dot{\mathbf{I}} = \dot{\mathbf{Z}}_в^{-1}\mathbf{M}_t\dot{\mathbf{U}}_\Delta. \qquad (2\text{-}47а)$$

Аналогично после определения матрицы контурных токов $\dot{\mathbf{I}}_к$ путем решения уравнения (2-45) может быть найдена матрица токов в ветвях $\dot{\mathbf{I}}$. Для этого следует умножить транспонированную матрицу $\mathbf{N}_t$ на матрицу контурных токов $\dot{\mathbf{I}}_к$:

$$\dot{\mathbf{I}} = \mathbf{N}_t\dot{\mathbf{I}}_к. \qquad (2\text{-}48)$$

Далее могут быть найдены матрицы напряжений в узлах $\dot{\mathbf{U}}$ и других параметров режима.

Матрицы $\dot{\mathbf{Z}} = \dot{\mathbf{Y}}^{-1}$ *узловых сопротивлений* и $\dot{\mathbf{Y}}_к = \dot{\mathbf{Z}}_к^{-1}$ *контурных проводимостей* в уравнениях (2-44) и (2-45)

определяются достаточно сложно, так как исходные матрицы $\dot{\mathbf{Y}}$ и $\dot{\mathbf{Z}}_к$ не являются диагональными. Вычисление обратных матриц высокого порядка является весьма трудоемким. Уже указывалось, что в современных электрических системах количество замкнутых контуров $к$ и узлов y может быть очень большим и достигать десятков и сотен. В связи с этим непосредственное решение уравнений состояния (2-44) и (2-45) вызывает значительные трудности. Принимаются меры для упрощения решения и, в частности, для снижения порядка обращаемых матриц.

Очень эффективным при этом оказывается применение *итеративных методов расчета.* Известно, что итеративные методы расчета основаны на постепенном уточнении результатов приближенного решения. При этом применяется один и тот же алгоритм решения. В связи с этим использование итеративных методов очень удобно при проведении расчетов на ЦВМ.

Для нелинейных схем в случае нагрузок, заданных мощностями, решение резко усложняется. Для получения решения приходится применять соответствующие итеративные методы или производить линеаризацию схем замещения.

В настоящее время существует значительное количество методов определения параметров режима сложнозамкнутых сетей, а также специальных приемов, уменьшающих вычислительную работу и ускоряющих процесс решения. Применение тех или иных методов и приемов расчета может быть более или менее эффективным в зависимости от сложности сети и характера решаемой задачи.

Ниже в целях иллюстрации показано применение контурного уравнения. При этом приведено решение в общем виде а также дано решение, удобное для приближенных расчетов (первого этапа) вручную. Оно может быть использовано для расчетов сравнительно несложных нелинейных схем напряжением 110—220 *кв.*

При определении параметров режима часто бывает целесообразно использовать разделение замкнутой схемы сети на дерево и хорды. *Деревом схемы* называют ее разомкнутую часть, соединяющую узел баланса со всеми независимыми узлами. Число возможных деревьев для каждой схемы может быть достаточно большим. ***Хордами*** называют остальные ветви замкнутой схемы.

Добавление каждой из хорд к дереву схемы приводит к созданию одного независимого замкнутого контура.

В соответствии с делением схемы на дерево и хорды разделяются на блоки или части и матрицы инциденций:

$$M = \| M_\alpha M_\beta \| \quad \text{и} \quad \mathbf{N} = \| \mathbf{N}_\alpha \mathbf{N}_\beta \|,$$

где индексом α отмечены ветви, входящие в состав дерева схемы, а индексом β — ветви, образующие хорды.

В дереве схемы число ветвей равно числу независимых узлов, число хорд равно числу независимых контуров. Поэтому матрицы $\mathbf{M}_\alpha$ и $\mathbf{N}_\beta$ получаются квадратными. Это означает, что для них могут быть определены обратные матрицы, что в ряде случаев может облегчить решение.

Использование контурного уравнения для линейной схемы. В сложнозамкнутых схемах сетей обычно число независимых замкнутых контуров в 5—7 раз меньше числа узлов. В связи с этим порядок матрицы $\dot{\mathbf{Z}}_к$ значительно меньше порядка матрицы $\dot{\mathbf{Y}}$, что существенно уменьшает вычислительную работу при обращении матриц.

Для схем с нагрузками, представленными в виде задающих токов, матрицу токов в ветвях можно представить в виде двух составляющих

$$\dot{\mathbf{I}} = \dot{\mathbf{I}}' + \dot{\mathbf{I}}'',$$

первая из которых $\dot{\mathbf{I}}'$ удовлетворяет условию (2-39)

$$\mathbf{M}\dot{\mathbf{I}}' = \dot{\mathbf{J}},$$

а вторая — условию (2-48)

$$\dot{\mathbf{I}}'' = \mathbf{N}_t \dot{\mathbf{I}}_к.$$

Матрицы составляющих токов $\dot{\mathbf{I}}'$ и $\dot{\mathbf{I}}''$ при этом определяются неоднозначно. С точки зрения удобства вычислений целесообразно предположить, что токи $\dot{\mathbf{I}}'_\beta$ в хордах равны нулю, т. е.

$$\dot{\mathbf{I}}' = \begin{Vmatrix} \dot{\mathbf{I}}'_\alpha \\ \dot{\mathbf{I}}'_\beta \end{Vmatrix} = \begin{Vmatrix} \dot{\mathbf{I}}'_\alpha \\ 0 \end{Vmatrix},$$

где $\dot{\mathbf{I}}_\alpha = \mathbf{C}_0 \dot{\mathbf{J}}$; здесь $\mathbf{C}_0 = \mathbf{M}_\alpha^{-1}$ — матрица коэффициентов распределения для ветвей дерева схемы при разомкнутых хордах.

Матрица $\mathbf{C}_0$ может быть определена непосредственно по схеме сети. Она получается квадратной. Ее строки соответствуют ветвям дерева схемы, а столбцы — узлам. На пересечении столбца j и строки i ставится положительная единица, если задающий ток узла j протекает к узлу баланса по ветви i и направление тока совпадает с направлением ветви i. При несовпадающих направлениях ставится отрицательная единица, если же задающий ток не проходит по данной ветви, то ставится нуль.

Разделим матрицу $\mathbf{C}$ коэффициентов распределения для всей схемы на блоки, соответствующие дереву $\mathbf{C}_\alpha$ и хордам $\mathbf{C}_\beta$:

$$\mathbf{C} = \begin{Vmatrix} \mathbf{C}_\alpha \\ \mathbf{C}_\beta \end{Vmatrix}.$$

При отсутствии токов в хордах ($\dot{\mathbf{I}}'_\beta = 0$) возникнут неуравновешенные падения напряжения в независимых контурах схемы. Они должны быть уравновешены контурными токами $\dot{\mathbf{I}}''$. С учетом этого матрица $\dot{\mathbf{I}}$ токов в ветвях равна:

$$\dot{\mathbf{I}} = \dot{\mathbf{I}}' + \dot{\mathbf{I}}'' = \mathbf{C}'_0\dot{\mathbf{J}} + \mathbf{N}_t\dot{\mathbf{I}}_\kappa = \mathbf{C}'_0\dot{\mathbf{J}} + \mathbf{N}_t\dot{\mathbf{Z}}_\kappa^{-1}\dot{\mathbf{E}}_\kappa, \quad (2\text{-}49)$$

где $\mathbf{C}'_0 = \begin{Vmatrix} \mathbf{C}_0 \\ 0 \end{Vmatrix}$ соответствует матрице $\mathbf{C}_0$, дополненной нулевой матрицей, учитывающей наличие хорд.

Матрицу контурных э. д. с. можно определить в соответствии с законом Ома и вторым законом Кирхгофа. Из (2-40) и (2-41) получаем при отсутствии э. д. с. в ветвях:

$$\dot{\mathbf{E}}_\kappa = -\mathbf{N}\dot{\mathbf{U}}_z = -\mathbf{N}\dot{\mathbf{Z}}_в\dot{\mathbf{I}}'. \quad (2\text{-}40а)$$

Матрица контурных э. д. с., вызванная прохождением задающих токов по ветвям дерева, имеет вид:

$$\dot{\mathbf{E}}_\kappa = -\mathbf{N}_\alpha\dot{\mathbf{Z}}_\alpha\dot{\mathbf{I}}_\alpha = -\mathbf{N}_\alpha\dot{\mathbf{Z}}_\alpha\mathbf{C}_0\dot{\mathbf{J}}, \quad (2\text{-}50)$$

где $\dot{\mathbf{Z}}_\alpha$ — часть матрицы $\dot{\mathbf{Z}}_в$ сопротивлений ветвей, соответствующих дереву схемы.

В итеративном методе расчета по контурным уравнениям в первом приближении принимают, что матрица контурных сопротивлений $\widetilde{\mathbf{Z}}_к$ является диагональной, т. е. все элементы ее, кроме диагональных, равны нулю. Для диагональной матрицы очень просто находится обратная матрица, а следовательно, просто находится и матрица контурных проводимостей $\widetilde{\mathbf{Y}}_к = \widetilde{\mathbf{Z}}_к^{-1}$. Каждый диагональный член матрицы $\widetilde{\mathbf{Y}}_к$ равен обратному значению соответствующего диагонального члена матрицы $\widetilde{\mathbf{Z}}_к$. При принятых условиях матрица контурных токов состоит из двух членов

$$\dot{\mathbf{I}}''_к = \widetilde{\mathbf{Y}}_к \dot{\mathbf{E}}_к + (1 - \widetilde{\mathbf{Y}}_к \dot{\mathbf{Z}}_к)\, \dot{\mathbf{I}}'_к, \qquad (2\text{-}51)$$

где индексом $'$ отмечена матрица контурных токов на данном этапе итеративного расчета, а индексом $''$ — на последующем этапе. Первый член правой части дает приближенное выражение контурного тока при принятом приближенном значении матрицы $\widetilde{\mathbf{Y}}_к$. Второй член вводит соответствующую поправку. Процесс расчета прекращается, когда разность $\dot{\mathbf{I}}''_к - \dot{\mathbf{I}}'_к$ достигает определенного заранее заданного значения.

Пример 2-7. Рассчитать параметры режима для линейной схемы, представленной на рис. 2-24. Для упрощения расчетов величины токов и сопротивлений представлены вещественными числами. Матрицы **M** и **N** были определены в примере 2-6.

Решение. Разделим схему на дерево и хорды. В качестве дерева выбираем часть схемы, включающую ветви *1*, *2* и *3*. Ветви *4* и *5* являются хордами. В соответствии с принятым разделением схемы выделим штриховыми линиями соответствующие части, относящиеся к дереву (индекс «α») и к хордам (индекс «β») в матрицах **M** и **N**:

$$\mathbf{M} = \left\| \underbrace{\begin{matrix} -1 & 0 & 0 \\ 0 & -1 & 0 \\ 0 & 0 & -1 \end{matrix}}_{\mathbf{M}_\alpha} \begin{matrix} \vdots \\ \vdots \\ \vdots \end{matrix} \underbrace{\begin{matrix} 1 & 0 \\ -1 & -1 \\ 0 & 1 \end{matrix}}_{\mathbf{M}_\beta} \right\|;$$

$$\mathbf{N} = \left\| \underbrace{\begin{matrix} 1 & -1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 \end{matrix}}_{\mathbf{N}_\alpha} \begin{matrix} \vdots \\ \vdots \end{matrix} \underbrace{\begin{matrix} 1 & 0 \\ 0 & 1 \end{matrix}}_{\mathbf{N}_\beta} \right\|.$$

Диагональная матрица сопротивлеиий ветвей

$$\mathbf{Z}_{в}=\begin{Vmatrix} 2 & & & & \\ & 3 & & & \\ & & 4 & & \\ & & & 4 & \\ & & & & 2 \end{Vmatrix}.$$

Определяем матрицу коитурных сопротивлений $\mathbf{Z}_{к}$ в соответствии с заданными сопротнвленнямн коитуров: первого $-2+4+3=9$ *ом*; второго $-4+2+3=9$ *ом* и сопротивлеиие общей ветви 2 — 3 *ом*:

$$\mathbf{Z}_{к}=\begin{Vmatrix} 9 & 3 \\ 3 & 9 \end{Vmatrix}.$$

Матрицу коитурных проводимостей $\mathbf{Y}_{к}=\mathbf{Z}_{к}^{-1}$ определяем путем обращения матрицы второго порядка (см. [Л. 25, 26, 28]):

$$\mathbf{Y}_{к}=\frac{1}{9\cdot 9-3\cdot 3}\begin{Vmatrix} 9 & -3 \\ -3 & 9 \end{Vmatrix}=\frac{1}{72}\begin{Vmatrix} 9 & -3 \\ -3 & 9 \end{Vmatrix}.$$

Матрица коэффнциентов распределеиия токов для дерева схемы при разомкнутых хордах:

$$\mathbf{C}_{0}=\begin{Vmatrix} -1 & & \\ & -1 & \\ & & -1 \end{Vmatrix}=-1.$$

Определяем матрнцу коитуриых э. д. с., вызванных прохождением задающих токов по ветвям дерева схемы в соответствии с (2-50):

$$\dot{\mathbf{E}}_{к}=-\mathbf{N}_{\alpha}\dot{\mathbf{Z}}_{\alpha}\mathbf{C}_{0}\dot{\mathbf{J}}=$$

$$=-\begin{Vmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 \end{Vmatrix}\cdot\begin{Vmatrix} 2 & & \\ & 3 & \\ & & 4 \end{Vmatrix}(-1)\begin{Vmatrix} -5 \\ -10 \\ -3 \end{Vmatrix}=\begin{Vmatrix} 20 \\ 18 \end{Vmatrix}.$$

Находим матрицу уравнительных контурных токов [см. (2-45)]:

$$\dot{\mathbf{I}}_{к}=\mathbf{Y}_{к}\dot{\mathbf{E}}_{к}=\frac{1}{72}\begin{Vmatrix} 9 & -3 \\ -3 & 9 \end{Vmatrix}\cdot\begin{Vmatrix} 20 \\ 18 \end{Vmatrix}=\begin{Vmatrix} 1,75 \\ 1,42 \end{Vmatrix}.$$

Результирующие токи в ветвях равны в соответствии с (2-49):

$$\dot{I} = C'_0 \dot{J} + N_t \dot{I}_к = \begin{Vmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{Vmatrix} \cdot \begin{Vmatrix} 5 \\ 10 \\ 3 \end{Vmatrix} +$$

$$+ \begin{Vmatrix} 1 & 0 \\ -1 & -1 \\ 0 & 1 \\ 1 & 0 \\ 0 & 1 \end{Vmatrix} \cdot \begin{Vmatrix} 1,75 \\ 1,42 \end{Vmatrix} = \begin{Vmatrix} 6,75 \\ 6,83 \\ 4,42 \\ 1,75 \\ 1,42 \end{Vmatrix}.$$

Полученное распределение токов наносим на схему рис. 2-25.

Определим токораспределение в сети с помощью итеративного метода в соответствии с формулой (2-51).

Матрица приближенных значений контурных проводимостей (учитываются только диагональные элементы матрицы $Z_к$):

$$\widetilde{Y}_к = \widetilde{Z}_к^{-1} = \frac{1}{72} \begin{Vmatrix} 9 & 0 \\ 0 & 9 \end{Vmatrix} = \begin{Vmatrix} 0,125 & 0 \\ 0 & 0,125 \end{Vmatrix}.$$

Матрицы постоянных коэффициентов в формуле (2-51):

$$\widetilde{Y}_к \dot{E}_к = \frac{1}{72} \begin{Vmatrix} 9 & 0 \\ 0 & 9 \end{Vmatrix} \cdot \begin{Vmatrix} 20 \\ 18 \end{Vmatrix} = \begin{Vmatrix} 2,5 \\ 2,25 \end{Vmatrix};$$

$$1 - \widetilde{Y}_к \dot{Z}_к = \begin{Vmatrix} 1 & 0 \\ 0 & 1 \end{Vmatrix} - \begin{Vmatrix} 0,125 & 0 \\ 0 & 0,125 \end{Vmatrix} \cdot \begin{Vmatrix} 9 & 3 \\ 3 & 9 \end{Vmatrix} =$$

$$= - \begin{Vmatrix} 0,125 & 0,375 \\ 0,375 & 0,125 \end{Vmatrix}.$$

Итеративное уточнение матрицы контурных токов [по формуле (2-51)]:

$$I''_к = \widetilde{Y}_к E_к + (1 - \widetilde{Y}_к Z_к) I'_к = \begin{Vmatrix} 2,5 \\ 2,25 \end{Vmatrix} - \begin{Vmatrix} 0,125 & 0,375 \\ 0,375 & 0,125 \end{Vmatrix} I'_к.$$

Нулевое приближение $I''_к = \begin{Vmatrix} 2,5 \\ 2,25 \end{Vmatrix}$.

Первое приближение $I''_к = \begin{Vmatrix} 1,34 \\ 1,03 \end{Vmatrix}$.

Второе приближение $I''_к = \begin{Vmatrix} 1,94 \\ 1,62 \end{Vmatrix}$.

Третье приближение $I''_к = \begin{Vmatrix} 1,65 \\ 1,32 \end{Vmatrix}$.

Четвертое приближение $\mathbf{I}''_к = \begin{Vmatrix} 1,805 \\ 1,465 \end{Vmatrix}$.

Пятое приближение $\mathbf{I}''_к = \begin{Vmatrix} 1,724 \\ 1,393 \end{Vmatrix}$.

Шестое приближение $\mathbf{I}''_к = \begin{Vmatrix} 1,764 \\ 1,436 \end{Vmatrix}$.

Седьмое приближение $\mathbf{I}''_к = \begin{Vmatrix} 1,74 \\ 1,41 \end{Vmatrix}$.

Восьмое приближение $\mathbf{I}''_к = \begin{Vmatrix} 1,75 \\ 1,42 \end{Vmatrix}$.

Это соответствует результату непосредственного решения контурного уравнения (см. рис. 2-25). Все расчеты велись вручную на логарифмической линейке. Следует обратить внимание, что данный прием расчета приводит к сравнительно медленной сходимости итерационного процесса.

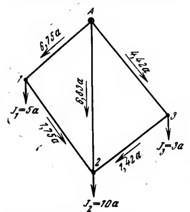


Рис. 2-25. К примеру 2-7.

Применение контурного уравнения для нелинейной схемы. Основным достоинством применения метода контурных уравнений является то, что при этом приходится обращать матрицы меньшего порядка, чем при применении метода узловых уравнений. Это связано с тем, что число замкнутых контуров в схемах намного меньше числа узлов. В то же время метод контурных уравнений имеет и существенный недостаток: для нелинейных схем в процессе расчета необходимо дополнительно определять напряжения узлов, и соответственно корректировать расчеты. В связи с этим использование метода контурных уравнений может быть затруднительным для сложнозамкнутых схем с напряжениями более 220 *кв*, где значения напряжений в узлах различаются значительно. Ниже приводятся алгоритм и пример непосредственного решения контурного уравнения для нелинейной замкнутой схемы электрической сети напряжением 110—220 *кв*. Нагрузки в узлах заданы значениями полной мощности. Расчет производится в два

этапа. На первом этапе расчет ведется без учета потерь мощности. При этом используется метод расщепления схем (см. пример 2-5). На втором этапе производится учет потерь мощности в сети, определенных по номинальному напряжению, напряжения в узлах сети находятся с учетом фактического режима напряжений на источнике питания.

Первый этап расчета. На основании заданных параметров участков сети и нагрузок узлов составляются две подсхемы: а) подсхема для определения распределения активной мощности — нагрузки в узлах представляются активными мощностями, для участков сети указываются длины; б) подсхема для определения распределения реактивной мощности — в качестве нагрузок в узлах рассматриваются только реактивные мощности, для участков сети указываются активные сопротивления.

Решение контурных уравнений производится отдельно для каждой подсхемы, порядок расчета такой же, как и для линейной схемы (см. выше). Рассмотрим подробнее *определение распределения активной мощности* в первой подсхеме.

Контурное уравнение для подсхемы с активными мощностями и длинами участков в матричном виде запишется следующим образом [см. формулу (2-38в)]:

$$\mathbf{N}\mathbf{l}_{\text{в}}\mathbf{P}_{\text{в}}=0.$$

Далее производим расчет так же, как и при выводе формулы (2-49).

Активные мощности, протекающие по ветвям, складываются из двух составляющих: $\mathbf{P}_{\text{в}}=\mathbf{P}'_{\text{в}}+\mathbf{P}''_{\text{в}}$.

Вначале предполагаем, что в хордах токи равны нулю $\mathbf{P}'_{\text{в}}=\begin{Vmatrix}\mathbf{P}'_{\alpha}\\ 0\end{Vmatrix}$, т. е. активные мощности нагрузок узлов $\mathbf{P}$ распределяются по ветвям дерева:

$$\mathbf{P}'_{\alpha}=\mathbf{C}'_{0}\mathbf{P}.$$

При этом в замкнутых контурах схемы возникают э. д. с. небаланса. Матрица э. д. с. небаланса по контурам равна [см. (2-50)]:

$$\mathbf{E}_{\text{к}}=-\mathbf{N}_{\alpha}\mathbf{l}_{\alpha}\mathbf{P}_{\alpha},$$

где $\mathbf{l}_{\alpha}$ — матрица длин для ветвей дерева.

Для устранения э. д. с. небаланса должны иметься уравновешивающие контурные мощности

$$\mathbf{P}_{\text{к}} = \mathbf{l}_{\text{к}}^{-1}\mathbf{E}_{\text{к}} = -\mathbf{l}_{\text{к}}^{-1}\mathbf{N}_{\alpha}\mathbf{l}_{\alpha}\mathbf{P}_{\alpha},$$

где $\mathbf{l}_{\text{к}}$ — матрица длин линий в замкнутых контурах; она может быть определена непосредственно по схеме или по формуле

$$\mathbf{l}_{\text{к}} = \mathbf{N}\mathbf{l}_{\text{в}}\mathbf{N}_{t}.$$

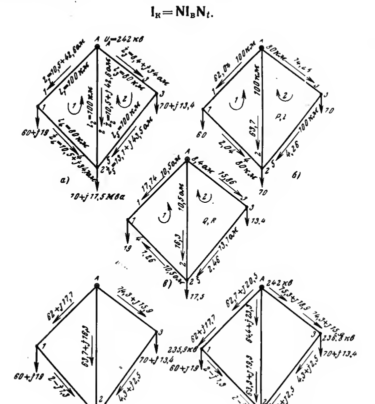


Рис. 2-26. К примеру 2-8.

а — исходные данные; *б* — распределение активной мощности; *в* — распределение реактивной мощности; *г* — распределение полной мощности; *д* — окончательное распределение полной мощности по ветвям и напряжений по узлам.

Распределение активной мощности по ветвям схемы после подстановки записанных соотношений получается:

$$\mathbf{P}_{\text{в}} = \left\| \begin{matrix} \mathbf{P}_\alpha \\ \mathbf{0} \end{matrix} \right\| + \mathbf{N}_t \mathbf{P}_{\text{к}} = \left\| \begin{matrix} \mathbf{C}_0\mathbf{P} \\ \mathbf{0} \end{matrix} \right\| - \mathbf{N}_t \mathbf{l}_{\text{к}}^{-1} \mathbf{N}_\alpha \mathbf{l}_\alpha \mathbf{C}_0 \mathbf{P}. \qquad (2\text{-}49а)$$

На основании аналогичных рассуждений получается выражение для распределения реактивной мощности во второй подсхеме

$$\mathbf{Q}_{\text{в}} = \left\| \begin{matrix} \mathbf{C}_0\mathbf{Q} \\ \mathbf{0} \end{matrix} \right\| - \mathbf{N}_t R_{\text{к}}^{-1} \mathbf{N}_\alpha \mathbf{R}_\alpha \mathbf{C}_0 \mathbf{Q}, \qquad (2\text{-}49б)$$

где $\mathbf{R}_\alpha$ и $\mathbf{R}_{\text{к}}$ — матрицы активных сопротивлений ветвей дерева и замкнутых контуров соответственно; $\mathbf{Q}$ — матрица реактивных мощностей нагрузок узлов.

Распределение полной мощности $\dot{\mathbf{S}}_{\text{в}}$ по ветвям находится путем наложения распределения активных и реактивных мощностей, полученных для подсхем *а* и *б*:

$$\dot{\mathbf{S}}_{\text{в}} = \mathbf{P}_{\text{в}} + j\mathbf{Q}_{\text{в}}.$$

Второй этап расчета производится так же, как указано выше для кольцевой сети.

Пример 2-8. Рассчитать параметры режима электрической сети напряжением 220 *кв* с двумя замкнутыми контурами. На рис. 2-26,*а* указаны расчетные нагрузки в узлах сети в мегавольтамперах, длины линий в километрах и полные сопротивления участков сети. В пункте *А* поддерживается напряжение 242 *кв*.

Решение. Производим нумерацию узлов, ветвей и замкнутых контуров, отмечаем на схеме рис. 2-26,*а* положительные направления ветвей и замкнутых контуров. В качестве дерева схемы принимаем ветви *1, 2* и *3*. Ветви *4* и *5* являются хордами.

Определяем матрицы инциденций (см. пример 2-6):

$$\mathbf{M} = \left\| \underbrace{\begin{matrix} -1 & 0 & 0 \\ 0 & -1 & 0 \\ 0 & 0 & -1 \end{matrix}}_{\mathbf{M}_\alpha} \;\vdots\; \underbrace{\begin{matrix} 1 & 0 \\ -1 & -1 \\ 0 & 1 \end{matrix}}_{\mathbf{M}_\beta} \right\|.$$

$$\mathbf{N} = \left\| \underbrace{\begin{matrix} 1 & -1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 \end{matrix}}_{\mathbf{N}_\alpha} \; \underbrace{\begin{matrix} 1 & 0 \\ 0 & 1 \end{matrix}}_{\mathbf{N}_\beta} \right\|.$$

Отмечаем, что $\mathbf{M}_\alpha = -\mathbf{1}$ и $\mathbf{N}_\beta = \mathbf{1}$.

Первый этап расчета. Предполагаем, что схема является линейной, поэтому с мощностями узлов оперируем так же, как с задающими токами. Расчет ведем по методу расщепления схем.

Распределение активной мощности производится в соответствии с подсхемой, представленной на рис. 2-26,*б*.

Активные мощности в ветвях дерева:

$$\mathbf{P}_\alpha = \mathbf{C}_0\mathbf{P} = \mathbf{M}_\alpha^{-1}\mathbf{P} = \begin{Vmatrix} -1 & 0 & 0 \\ 0 & -1 & 0 \\ 0 & 0 & -1 \end{Vmatrix} \cdot \begin{Vmatrix} -60 \\ -70 \\ -70 \end{Vmatrix} = \begin{Vmatrix} 60 \\ 70 \\ 70 \end{Vmatrix}.$$

Матрица э. д. с. небаланса по замкнутым контурам

$$\mathbf{E}_\text{к} = -\mathbf{N}_\alpha \mathbf{l}_\alpha \mathbf{P}_\alpha = -\begin{Vmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 \end{Vmatrix} \cdot \begin{Vmatrix} 100 & & \\ & 100 & \\ & & 80 \end{Vmatrix} \times$$

$$\times \begin{Vmatrix} -60 \\ -70 \\ -70 \end{Vmatrix} = \begin{Vmatrix} 1\,000 \\ 1\,400 \end{Vmatrix}.$$

Матрицу длин для замкнутых контуров определяем по формуле

$$\mathbf{l}_\text{к} = \mathbf{N}\mathbf{l}_\text{в}\mathbf{N}_t = \begin{Vmatrix} 1 & -1 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 & 0 & 1 \end{Vmatrix} \cdot \begin{Vmatrix} 100 & & & & \\ & 100 & & & \\ & & 80 & & \\ & & & 80 & \\ & & & & 100 \end{Vmatrix} \times$$

$$\times \begin{Vmatrix} 1 & 0 \\ -1 & -1 \\ 0 & 1 \\ 1 & 0 \\ 0 & 1 \end{Vmatrix} = \begin{Vmatrix} 280 & 100 \\ 100 & 280 \end{Vmatrix}.$$

Нетрудно проверить справедливость полученных значений элементов матрицы $\mathbf{l}_\text{к}$ непосредственно по схеме.

Обратная матрица $\mathbf{l}_\text{к}^{-1}$ находится по обычным правилам:

$$\mathbf{l}_\text{к}^{-1} = \frac{1}{280^2 - 100^2} \begin{Vmatrix} 280 & -100 \\ -100 & 280 \end{Vmatrix} =$$

$$= \frac{1}{6{,}85 \cdot 10^4} \begin{Vmatrix} 280 & -100 \\ -100 & 280 \end{Vmatrix}.$$

Матрица уравновешивающих контурных мощностей для устранения э. д. с. небаланса

$$\mathbf{P}_\text{к} = \mathbf{l}_\text{к}^{-1}\mathbf{E}_\text{к} = \frac{1}{6{,}85 \cdot 10^4} \begin{Vmatrix} 280 & -100 \\ -100 & 280 \end{Vmatrix} \cdot \begin{Vmatrix} 1\,000 \\ 1\,400 \end{Vmatrix} = \begin{Vmatrix} 2{,}04 \\ 4{,}26 \end{Vmatrix}.$$

Распределение активной мощности по ветвям схемы:

$$\mathbf{P}_{в} = \left\| \begin{matrix} \mathbf{P}_{\alpha} \\ 0 \end{matrix} \right\| + \mathbf{N}_{t}\mathbf{P}_{к} = \left\| \begin{matrix} 60 \\ 70 \\ 60 \\ 0 \\ 0 \end{matrix} \right\| + \left\| \begin{matrix} 1 & 0 \\ -1 & -1 \\ 0 & 1 \\ 1 & 0 \\ 0 & 1 \end{matrix} \right\| \times$$

$$\times \left\| \begin{matrix} 2,04 \\ 4,21 \end{matrix} \right\| = \left\| \begin{matrix} 62,04 \\ 63,70 \\ 74,26 \\ 2,04 \\ 4,26 \end{matrix} \right\|.$$

Найденное распределение активной мощности нанесено на схему рис. 2-26,*б*.

Распределение реактивной мощности находится аналогично в соответствии с формулой (2-49б). Результаты расчета нанесены на схему рис. 2-26,*в*. Распределение полной мощности по ветвям определяется путем наложения распределения активных и реактивных мощностей. Результаты расчета (с округлением) представлены на схеме рис. 2-26,*г*.

Точка раздела мощностей определилась в узле *2*. Таким образом, нагрузка узла *2* питается с трех сторон. Разрезаем условно замкнутую сеть по точке потокораздела, как показано на рис. 2-26,*г*. Получаем в результате три разомкнутые линии: *А12*, *А2* и *А32*. Второй этап расчета их производится в соответствии с указанными в § 2-5 (см. примеры 2-3 и 2-4). Результаты расчетов приведены на схеме рис. 2-26,*д*.

2-7. Особенности рабочих режимов дальних линий электропередачи

В линиях электропередачи напряжением 500—750 *кв* в каждой фазе имеется несколько проводов большого сечения. Поэтому активные сопротивления каждой фазы во много раз меньше индуктивных, в расчетах этих линий часто принимают $r \approx 0$. Во многих случаях в расчетах не учитывают также и активную проводимость, принимая $g \approx 0$, т. е. рассматривают линию «без потерь». Для случаев очень плохой погоды, когда потери на корону резко увеличиваются, они учитываются в схеме замещения в виде дополнительной нагрузки $P_{к} = f(U)$.

Уравнения состояния для линии «без потерь» имеют упрощенный вид:

$$\left.\begin{aligned} \dot{U}_1 &= \dot{U}_2 \cos\lambda + j\dot{Z}_\lambda \dot{I}_2 \sin\lambda \\ \text{и} \qquad & \\ \dot{I}_1 &= j\frac{1}{\dot{Z}_\lambda}\dot{U}_2 \sin\lambda + \dot{I}_2 \cos\lambda, \end{aligned}\right\} \qquad (2\text{-}52)$$

где $Z_\lambda = \sqrt{x/b_C}$ — волновое сопротивление линии; $\lambda = \frac{\omega}{3 \cdot 10^6} l$ — волновая длина линии.

При анализе работы дальних электропередач обычно рассматривают их характерные режимы: при передаче натуральной мощности

$$P_2 = P_{\text{нат}} = \frac{U_2^2}{\dot{Z}_\lambda},$$

а также при передаче мощности, большей или меньшей натуральной.

При передаче натуральной мощности ток $\dot{I}_2$ и напряжение $\dot{U}_2$ в конце линии связаны следующим соотношением:

$$\dot{U}_2 = \dot{Z}_\lambda \dot{I}_2.$$

При подстановке этого соотношения в формулы (2-52) получается, что вдоль всей линии значения тока и напряжения одинаковы по модулю. Они изменяются только по аргументу. Он увеличивается пропорционально длине — по 6 *эл. град* на каждые 100 *км* длины.

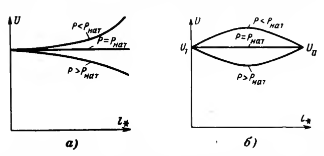


Рис. 2-27. Изменения напряжения вдоль длинной линии при заданных значениях активной мощности и напряжений по модулю.
а — у передающего конца: *б* — у передающего и приемного конца.

Если линия нагружена натуральной мощностью, то реактивная мощность, генерируемая емкостью, на любом участке линии потребляется в его индуктивном сопротивлении. Таким образом, вдоль всей линии практически передается активная мощность.

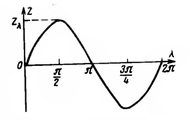
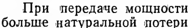


Рис. 2-28. Зависимость полного сопротивления Z от длины линии.



При передаче мощности больше натуральной потери реактивной мощности в линии превышают мощность, генерируемую линией. В этом случае напряжение в конце линии оказывается ниже, чем в начале. В случае передачи мощности меньше натуральной мощность, генерируемая емкостью линии, превышает потери в индуктивном сопротивлениии. В результате напряжение в конце линии оказывается более высоким, чем в начале. Особенно значительное повышение напряжения имеет место в режимах малых нагрузок и при холостом ходе. На рис. 2-27 представлены зависимости напряжений в конце линии от напряжения в начале для случая, когда фиксированным является напряжение в начале линии (рис. 2-27,*а*) или в начале и в конце ее (рис. 2-27,*б*).

Продольное сопротивление эквивалентной П-образной схемы замещения длинной линии выражается следующим образом:

$$\dot{Z} = B = j\dot{Z}_\lambda \sin \lambda.$$

Наибольшее значение это сопротивление имеет для линии длиной в 1 500 *км* (индуктивное) и для линии длиной в 4 500 *км* (емкостное) (рис. 2-28). Работа этих линий происходит в наиболее тяжелых условиях, прежде всего в отношении устойчивости параллельной работы (см. приложение П6). При длинах линии вблизи 3 000 *км* (так называемый режим полуволны) и 6 000 *км* сопротивление линии является наименьшим и работа линии происходит в наиболее благоприятных условиях. Подробно эти вопросы рассматриваются в специальных курсах.

ГЛАВА ТРЕТЬЯ

НЕСИММЕТРИЧНЫЕ И НЕСИНУСОИДАЛЬНЫЕ РАБОЧИЕ РЕЖИМЫ

3-1. Общие сведения

Практически все рабочие режимы электрических сетей являются несколько несимметричными и несинусоидальными. В то же время часто отклонения от нормальных условий являются незначительными и их не учитывают при практическом анализе работы сети (см. гл. 2). Однако в настоящее время в ряде случаев возникают условия, при которых несимметрия и несинусоидальность кривых токов и напряжений могут быть достаточно значительными. Эти условия являются вынужденными или создаются преднамеренно. Устранение их может быть нежелательным или нецелесообразным с экономической точки зрения.

При анализе установившихся режимов работы электрических сетей практическое значение имеют следующие виды несимметрии:

1. *Несимметричная нагрузка фаз.* В наибольшей степени она имеет место при однофазных нагрузках значительной мощности. К числу таких нагрузок относятся — дуговые электрические печи, сварочные аппараты, электровозы однофазного переменного тока и т. п. Мощность однофазных нагрузок питающих сетей в настоящее время может достигать десятков мегаватт.

2. *Неполнофазные режимы работы* ВЛ, а иногда и трансформаторов практически используются в послеаварийных режимах на период ремонта поврежденного элемента. Например, известно, что наибольшее число (80—90%) устойчивых повреждений ВЛ являются однофазными. Поэтому в случае питания потребителей одиночной линией напряжением 110—220 *кв*, работающей с заземленной нейтралью, целесообразно оборудовать ее пофазным управлением. При повреждении одного фазного провода он отключается, а потребитель получает питание по двум фазам. Это существенно повышает надежность электроснабжения потребителей и не требует сооружения дорогой резервной линии. То же относится и к группам из однофазных трансформаторов.

3. *Различие параметров фаз отдельных элементов сети.* В основном это касается ВЛ. Для выравнивания параметров фаз ВЛ применяют транспозицию проводов (см. гл. 1). Однако транспозиционные опоры имеют более сложную и дорогую конструкцию. Вероятность повреждений на этих опорах значительно выше, чем на опорах обычных типов. С целью снижения общего числа транспозиционных опор линии длиной до 100 *км* сооружаются без транспозиции, на линиях большей длины применяются удлиненные циклы транспозиции.

Необходимость учета различия параметров фаз ВЛ зависит от типа линии и характера задачи. Для одиночной воздушной линии относительно небольшой длины и невысокого напряжения, например для линии 35 *кв* длиной 20 *км*, различие в параметрах фаз сравнительно мало и им можно пренебречь. В то же время при наличии протяженной воздушной сети 35 *кв*, питающейся от общего трансформатора, различие параметров фаз сказывается на значениях суммарных емкостных токов фаз. Это может быть весьма существенным, например, при настройке дугогасящей катушки в нейтрали трансформатора или при выборе уставок соответствующей релейной защиты.

Некоторые типы релейной защиты должны быть отстроены от токов, возникающих вследствие различия параметров фаз, например, для линий напряжением 330 *кв* и выше с удлиненными циклами транспозиции.

Определение параметров ВЛ при различии их по фазам относится к числу специальных вопросов. Они рассматриваются, например, в [Л. 25, 27].

Несинусоидальность формы кривой напряжений и токов вызывается главным образом наличием нагрузки от вентильных выпрямителей. В случае однофазных вентильных выпрямителей система токов и напряжений каждой частоты одновременно является несимметричной.

Несимметричные и несинусоидальные режимы работы электрических сетей имеют определенные недостатки (см. § 4-1). В ряде случаев при этом могут существенно ухудшиться или даже оказаться неприемлемыми технические и экономические показатели работы ЭП и электрических аппаратов, присоединенных к электрическим сетям. В связи с этим приходится принимать специальные меры для снижения несимметрии и умень-

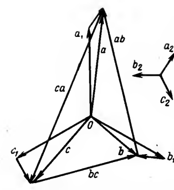


Рис. 3-1. Наложение на систему прямой последовательности напряжений системы обратной последовательности.

шения токов высших гармоник. ГОСТ установлены определенные допустимые показатели несимметрии и несинусоидальности токов и напряжений в электрических сетях и у ЭП (см. § 4-1). Для проверки соответствия фактических показателей допустимым приходится производить расчеты несимметричных и несинусоидальных режимов.

Ниже рассматриваются *основные положения расчетов несимметричных режимов*. Расчеты несинусоидальных режимов могут быть произведены аналогично, при этом должны составляться соответствующие схемы замещения для каждой гармоники. Следует иметь в виду, что рассмотренные ниже методы являются в определенной степени приближенными. Это связано в первую очередь с тем, что изменение нагрузок предполагается заранее известным или, как говорят, детерминированным. Такое предположение является практически более обоснованным при расчетах симметричных режимов (см. [Л. 25]). При несимметричных и несинусоидальных режимах изменение нагрузок отдельных фаз может быть взаимно независимым и иметь случайный характер, как это имеет место, например, в случае электротяговых нагрузок. Более обоснованным в этих случаях является применение вероятностно-статистических методов расчета. Подробно эти методы изучаются в специальных курсах (см., например, [Л. 37]).

Известно [Л. 16], что несимметричная трехфазная система напряжений и токов может быть разложена на системы симметричных составляющих: прямой, обратной и нулевой последовательностей. При этом составляющие обратной и нулевой последовательностей обычно значительно меньше по величине соответствующих составляющих прямой последовательности. На рис. 3-1 на систему напряжений прямой последовательности наложена система напряжений обратной последователь-

ности, а на рис. 3-2 — система нулевой последовательности. В первом случае несимметричными являются системы фазных и междуфазных напряжений. Во втором случае несимметрична только система фазных напряжений, а система междуфазных напряжений является симметричной.

В зависимости от назначения и характера расчеты несимметричных режимов могут производиться *в системе фазных координат* или *в системе симметричных координат*.

Рис. 3-2. Наложение на систему прямой последовательности системы нулевой последовательности.

Матрицы токов и напряжений в любой точке i сети содержат фазные значения:

$$\dot{\mathbf{U}} = \begin{Vmatrix} \dot{U}_a \\ \dot{U}_b \\ \dot{U}_c \end{Vmatrix}; \qquad \dot{\mathbf{I}} = \begin{Vmatrix} \dot{I}_a \\ \dot{I}_b \\ \dot{I}_c \end{Vmatrix}.$$

Аналогичное выражение имеет место и для матрицы $\dot{\mathbf{J}}$ задающих токов нагрузки.

В системе симметричных координат соответствующие матрицы токов и напряжений содержат составляющие прямой, обратной и нулевой последовательностей (соответствующие индексы 1, 2, 0).

$$\dot{\mathbf{U}}_s = \begin{Vmatrix} \dot{U}_1 \\ \dot{U}_2 \\ \dot{U}_0 \end{Vmatrix}; \qquad \dot{\mathbf{I}}_s = \begin{Vmatrix} \dot{I}_1 \\ \dot{I}_2 \\ \dot{I}_0 \end{Vmatrix}.$$

Перевод величин из симметричных координат в фазные производится посредством формул

$$\dot{\mathbf{U}} = \dot{\mathbf{s}}\dot{\mathbf{U}}_s; \quad \dot{\mathbf{I}} = \dot{\mathbf{s}}\dot{\mathbf{I}}_s \tag{3-1}$$

и из фазных координат в симметричные —

$$\dot{\mathbf{U}}_s = \dot{\mathbf{s}}^{-1}\dot{\mathbf{U}}; \quad \dot{\mathbf{I}}_s = \dot{\mathbf{s}}^{-1}\dot{\mathbf{I}}, \tag{3-1a}$$

где

$$\dot{S} = \| \dot{S}_1 \dot{S}_2 \dot{S}_0 \| = \begin{Vmatrix} 1 & 1 & 1 \\ \dot{a}^2 & \dot{a} & 1 \\ \dot{a} & \dot{a}^2 & 1 \end{Vmatrix} \qquad (3\text{-}2)$$

— матрица системы симметричных координат;

$\dot{a} = e^{j\frac{2}{3}\pi} = -\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2}$ — оператор изменения аргумента;

$$\dot{a}^2 = e^{j\frac{4}{3}\pi} = -\frac{1}{2} - j\frac{\sqrt{3}}{2};$$

$$\dot{S}^{-1} = \frac{1}{3} \begin{Vmatrix} 1 & \dot{a} & \dot{a}^2 \\ 1 & \dot{a}^2 & \dot{a} \\ 1 & 1 & 1 \end{Vmatrix}. \qquad (3\text{-}3)$$

Матрицы сопротивлений и проводимостей в системе симметричных координат определяются по матрицам соответствующих величин в системе фазных координат по следующим формулам:

$$\left.\begin{aligned} \dot{Z}_{вs} &= \dot{S}^{-1} \dot{Z}_в \dot{S}; \\ \dot{Y}_s &= \dot{S}^{-1} \dot{Y} \dot{S}; \\ &\text{и т. д.} \end{aligned}\right\} \qquad (3\text{-}4)$$

3-2. Параметры элементов сети и составление схем замещения при несимметричных режимах

Определение параметров элементов сети в схемах различных последовательностей связано в значительной мере с назначением проводимого расчета несимметричных режимов (см. также § 3-3). Например, в случае рассмотрения режимов работы сети с резко выраженной несимметрией — с несимметричной нагрузкой или при неполнофазных режимах, значения параметров сети и их взаимное влияние могут быть оценены приближенно. В то же время при анализе режимов работы нетранспонированных линий с различными параметрами фаз в ряде случаев требуется более точный учет этих параметров. При этом приходится применять более точные методы расчетов, которые рассматриваются в специальных курсах. В соответствии с указанным ниже

даются лишь основные сведения об определении параметров сети в схемах различных последовательностей.

В схемах прямой последовательности значения сопротивлений и проводимостей любых элементов сети соответствуют их значениям для симметричных режимов (см. § 2-2).

В схемах обратной последовательности для элементов сети, у которых взаимоиндукция между фазами не зависит от порядка чередования фаз, индуктивные сопротивления прямой и обратной последовательностей одинаковы $x_1 = x_2$. Такими элементами являются воздушные и кабельные линии, реакторы, конденсаторы, трансформаторы.

Во *вращающихся машинах* токи обратной последовательности создают магнитный поток статора, вращающийся против направления вращения ротора машины. Таким образом, этот магнитный поток имеет двойную угловую скорость по отношению к ротору машины. Магнитное сопротивление на пути этого магнитного потока несколько отличается от соответствующего магнитного сопротивления для магнитного потока, созданного токами прямой последовательности, который вращается синхронно с ротором. В связи с этим в общем случае для вращающихся машин $x_2 \neq x_1$.

Для практически приближенных расчетов обычно принимают для турбогенераторов и явнополюсных машин с демпферными обмотками $x_2 \approx x''_d$.

Нагрузки в схемах обратной последовательности обычно представляют неизменными поперечно включенными сопротивлениями для некоторого типичного состава ЭП. При основной частоте можно приближенно принимать в относительных единицах:

для нагрузок, присоединенных к сети 6—10 *кв*,

$$\dot{Z}_{2*} = 0{,}18 + j0{,}24;$$

для нагрузок, присоединенных к сети 110 *кв*,

$$\dot{Z}_{2*} = 0{,}19 + j0{,}36.$$

Эти значения сопротивлений отнесены к полной рабочей мощности нагрузки и к номинальному напряжению сети, к которой она присоединена. Однофазные ЭП значительной мощности и ЭП с резкопеременной нагрузкой должны учитываться особо.

Схемы нулевой последовательности. В синхронных машинах с симметричными обмотками магнитные потоки в обмотках статора, создаваемые токами нулевой последовательности, должны полностью компенсироваться. Практически обмотки статора имеют некоторую несимметрию, обусловленную конструктивными особенностями машины. В связи с этим часть магнитных потоков нулевой последовательности не является скомпенсированной. Это отражается в схеме нулевой последовательности сопротивлением относительно небольшой величины, его принимают обычно равным $x_0=(0{,}15\div0{,}6)x''_d$.

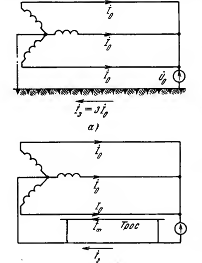


Рис. 3-3. Протекание токов нулевой последовательности в линии. *а* — без троса на линии; *б* — с тросом на линии.

Для *реакторов* расстояние между катушками обычно достаточно велико, что обусловливает малую взаимоиндукцию между катушками. Поэтому приближенно принимают $x_0\approx x_1$.

В *воздушных линиях* токи нулевой последовательности, протекающие по фазным проводам линии, возвращаются в заземленные нейтрали через землю (рис. 3-3,*а*). При этом продольное сопротивление нулевой последовательности z_0 линии зависит от сопротивления z_L петли «провод — земля» и сопротивлений взаимной индукции z_M между двумя линиями «провод — земля». При частоте $f=50$ *гц* эти сопротивления имеют следующий вид:

$$\left.\begin{aligned} z_L &= r+r_з+j0{,}145\lg\frac{D_з}{\rho}=r+0{,}05+j0{,}145\lg\frac{D_з}{\rho};\\ z_M &= r_з+j0{,}145\lg\frac{D_з}{D}=0{,}05+j0{,}145\lg\frac{D_з}{D}, \end{aligned}\right\} \quad (3\text{-}5)$$

где $r_з\approx0{,}05$ *ом/км* — активное сопротивление земли, соответствующее потере активной мощности при протека-

нии тока в земле; оно практически не зависит от проводимости земли, так как с ее изменением меняется плотность тока в земле; $D_з \approx 1\,000$ *м* — эквивалентная глубина возврата тока через землю; D — расстояние между проводами двух параллельных линий «провод — земля», для трехфазных линий $D = D_{ср}$.

Для одноцепной трехфазной линии сопротивление нулевой последовательности

$$\dot{z}_0 = \dot{z}_L + 2\dot{z}_{M ср} = r + 0{,}15 + j0{,}435 \lg \frac{D_з}{\rho_{ср}}, \qquad (3\text{-}6)$$

где $\rho_{ср} = \sqrt[3]{\rho D_{ср}^2}$ — средний геометрический радиус системы трех проводов линии. Аналогично сопротивление прямой последовательности для такой линии получается:

$$\dot{z}_1 = \dot{z}_L + \dot{a}^2 \dot{z}_{M\,ср} + \dot{a}\,\dot{z}_{M\,ср} =$$

$$= \dot{z}_L - \dot{z}_{M\,ср} = r + 0{,}145 \lg \frac{D_{ср}}{\rho},$$

что соответствует формуле (2-2).

Таким образом, наличие взаимной индукции с другими фазами в системах прямой и обратной последовательностей уменьшает сопротивление фазы, а в системе нулевой последовательности значительно увеличивает его.

На сопротивление нулевой последовательности ВЛ влияет наличие многократно заземленных тросов и второй параллельной цепи. При наличии тросов обратный ток частично протекает в земле, а частично в тросе (рис. 3-3,*б*). Расстояния между проводами и тросами значительно меньше расстояний между проводами и током в земле, поэтому сопротивление петли провод — трос меньше сопротивления петли провод — земля. Таким образом, наличие заземленного троса приводит к уменьшению индуктивного сопротивления нулевой последовательности линии. Степень уменьшения индуктивного сопротивления нулевой последовательности линии зависит от материала троса. Чем меньше активное сопротивление троса, тем больше доля обратного тока в нем и тем больше степень уменьшения индуктивного сопротивления нулевой последовательности. Стальные тросы

практически мало влияют, а хорошо проводящие сталеалюминиевые тросы значительно уменьшают величину индуктивного сопротивления нулевой последовательности. Активное сопротивление нулевой последовательности линии возрастает при стальных тросах с большим активным сопротивлением и уменьшается при сталеалюминиевых тросах с малым активным сопротивлением.

Сопротивление нулевой последовательности двухцепных линий несколько больше (до 10%), чем одноцепных, из-за влияния взаимоиндукции параллельной цепи.

В приближенных расчетах можно принимать приведенные ниже средние значения соотношений между индуктивными сопротивлениями x_0 в схеме нулевой последовательности и x_1 — в схеме прямой последовательности [Л. 40]:

Для одноцепных линий:
- без тросов 3,5
- со стальными тросами 3,0
- со сталеалюминиевыми тросами 2,0

Для двухцепных линий:
- без тросов 5,5
- со стальными тросами 4,7
- со сталеалюминиевыми тросами 3,0

Поперечную емкостную проводимость в схемах замещения нулевой последовательности ВЛ можно приближенно определить по следующей формуле, аналогичной формуле (2-3):

$$b_0 = \frac{2,52}{\lg \frac{D_i}{\rho'_{ср}}},$$

где $D_i = 1/3\,(H_{aa}H_{bb}H_{cc})$ — среднее расстояние проводов фаз a, b и c до их зеркальных отражений относительно поверхности земли; $\rho'_{ср} = \sqrt[3]{\rho_п D^2_{ср}}$ — средний геометрический радиус систем трех проводов линии [то же, что в (3-6), но с заменой ρ на $\rho_п$].

На значения емкостных проводимостей в схемах нулевой последовательности влияет наличие тросов, заземленных хотя бы в одном месте, а также параллельно проложенной цепи на тех же опорах. При учете этого влияния емкостные проводимости увеличиваются в пределах до нескольких процентов (более подробно см. [Л. 25, 40]).

Для *кабелей* сопротивление в схемах нулевой последовательности наиболее надежно определяется путем замеров в реальных условиях. Приближенно можно считать, что в схеме нулевой последовательности $r_0 \approx \approx 10 r_1$ и $x_0 \approx (3{,}5 \div 4{,}6) x_1$.

В *трансформаторах* (автотрансформаторах) активные сопротивления очень малы и их практически не учитывают. Индуктивные сопротивления нулевой последовательности зависят от конструктивного выполнения и схемы соединения обмоток трансформаторов. Токи нулевой последовательности не могут протекать через обмотки трансформаторов, соединенных в звезду без заземленной нейтрали или без нулевого провода. Это связано с тем, что при этих соединениях сумма токов трех фаз должна быть равна нулю, в то время как сумма токов нулевой последовательности трех фаз равна $3I_0$. Если линия заканчивается обмоткой трансформатора, соединенной в треугольник, то по линии также не могут протекать токи нулевой последовательности.

В этих случаях сопротивление нулевой последовательности $x_0 = \infty$. Конечное значение x_0 получается при приложении напряжения нулевой последовательности со стороны обмотки трансформатора, соединенной в звезду с заземленной нейтралью или с нулевым проводом.

Рассмотрим схемы нулевой последовательности для наиболее распространенных двухобмоточных и трехобмоточных трансформаторов (рис. 3-4).

Для двухобмоточных трансформаторов независимо от их типа и конструкции при соединении обмоток по схеме Y_0/Δ (рис. 3-4,*а*) индуктивное сопротивление нулевой последовательности $x_0 = x_{\mathrm{I}} + x_{\mathrm{II}} = x_1$.

Во вторичной обмотке трансформатора наводится э. д. с. нулевой последовательности, и так как фазы обмотки соединены в треугольник, то в них возникают токи нулевой последовательности, не выходящие за пределы треугольника. Таким образом, вся наведенная во вторичной обмотке э. д. с. нулевой последовательности расходуется на проведение тока нулевой последовательности в сопротивлении вторичной обмотки x_{II}. В схеме замещения это отражают условным заземлением конца ветви x_{II} и отключением внешней вторичной цепи (заземление конца ветви показывает, что этой ветвью заканчивается путь тока нулевой последовательности).

Схема замещеиия для токов нулевой последовательиости трехобмоточного траисформатора приведеиа иа рис. 3-4,*б*. Сопротивлеиия обмоток $x_в$, $x_с$, $x_н$ определяют по формулам, приведенным в § 2-2. Более подробно о схемах замещеиия для траисформаторов с другими соедииеииями обмоток см. в [Л. 40].

Составление схем замещения различных последовательностей производится в зависимости от характера

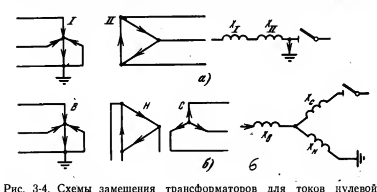


Рис. 3-4. Схемы замещения трансформаторов для токов нулевой последовательности.

выполняемого расчета. Для режимов с несимметричными иагрузками и при иеполиофазиой работе отдельиых элемеитов сети обычио схемы прямой, обратной и иулевой последовательностей не связаиы взаимио по ветвям лииий. Сопротивлеиия ВЛ в схемах прямой и обратной последовательиостей определяются по формуле (2-2), нулевой последовательности — по формуле (3-6). В более общих случаях, когда параметры фаз различиы (в иетраиспоиироваииых лиииях), схемы разных последовательиостей оказываются взаимио связаиными и число параметров элементов электрической сети соответствеиио увеличивается. Правила определеиия дополнительных параметров в иастоящей киите ие рассматриваются.

Схема прямой последовательности составляется так же, как и для расчета соответствующего симметричиого режима (см. гл. 2). Обычио ее составляют только для той части сети, где ожидается заметное влияиие иесимметрии. Остальиую часть сети замещают условной эквивалеитиой нагрузкой или источииком питания в со-

ответствии с данными, полученными из расчетов симметричного режима.

Схема обратной последовательности за исключением нагрузок состоит из тех же элементов, что и схема прямой последовательности, так как токи прямой и обратной последовательностей протекают по одним и тем же путям. Обычно в схемы обратной последовательности вносятся дополнительные упрощения: не учитывается влияние поперечных ветвей линий и трансформаторов, активных сопротивлений линий и трансформаторов.

Схема нулевой последовательности существенно отличается от схем прямой и обратной последовательностей, так как токи нулевой последовательности протекают по другим путям. Они протекают по трем фазам и возвращаются через землю, заземляющие тросы ВЛ, металлические оболочки кабелей и т. п.

При составлении схемы нулевой последовательности следует установить возможные замкнутые контуры, по которым может протекать ток нулевой последовательности. Для этого прежде всего необходимо обращать внимание на схемы соединений обмоток трансформаторов. Для образования указанных замкнутых контуров в рассматриваемом участке сети должны иметься заземленные нейтрали или нулевой провод. При нескольких заземленных нейтралях, электрически связанных между собой, токи нулевой последовательности разветвляются между ними.

Концы элементов схемы нулевой последовательности, через которые возвращаются токи нулевой последовательности, имеют потенциал земли. Их объединяют в одну общую точку, которая является началом схемы нулевой последовательности.

Если нейтраль трансформатора или автотрансформатора заземлена через сопротивление, то его вводят в схему замещения нулевой последовательности утроенной величиной. Это объясняется тем, что схему нулевой последовательности составляют для одной фазы, а через сопротивление нейтрали протекает сумма токов нулевой последовательности трех фаз. Для учета действительного падения напряжения в сопротивлении нейтрали его и увеличивают в 3 раза.

При исследовании несинусоидальных несимметричных режимов схемы всех трех последовательностей составляются на частоте $\dot{\gamma}$ каждой из гармоник. При этом

индуктивиые сопротивления и емкостные проводимости должны быть соответствеино увеличены в γ раз. Влиянием активных сопротивлеиий на параметры режима обычно можио пренебречь, его иеобходимо учитывать лишь при оценке экономичности режима. При этом должно быть учтено увеличение активных сопротивлений из-за повышения частоты. Как указывалось выше, при анализе несинусоидальных режимов более обоснованным является использование вероятностных методов расчетов.

3-3. Расчет режима несимметричной нагрузки

При исследовании параметров режима с несимметричной нагрузкой исходными являются следующие *допущения:*

1. Заданной является матрица мощностей нагрузок

$$\dot{\mathbf{S}} = \begin{Vmatrix} \dot{S}_a \\ \dot{S}_b \\ \dot{S}_c \end{Vmatrix}$$

при соединении ветвей нагрузки в звезду или

$$\dot{\mathbf{S}} = \begin{Vmatrix} \dot{S}_{ab} \\ \dot{S}_{ac} \\ \dot{S}_{bc} \end{Vmatrix}$$

при соединении ветвей нагрузки в треугольник.

2. Степень несимметрии параметров режима определяется в основном несимметрией нагрузки. В связи с этим предполагается, что все остальные элементы сети — кроме несимметричной нагрузки, имеют одинаковые параметры фаз.

3. Значения допускаемой несимметрии напряжений (см. гл. 4) обычно малы, поэтому определение задающих токов нагрузки производится по номинальному напряжению.

При соединении ветвей нагрузки в звезду матрица задающих токов в фазных координатах имеет вид:

$$\dot{\mathbf{J}} = -\frac{1}{\sqrt{3}U_{\text{н}}}\widehat{\mathbf{S}} \tag{3-7}$$

и в системе симметричных координат [с учетом формул (3-1) и (3-2)]

$$\dot{\mathbf{J}}_s = \dot{\mathbf{s}}^{-1}\dot{\mathbf{J}} = \begin{Vmatrix} \dot{J}_1 \\ \dot{J}_2 \\ \dot{J}_0 \end{Vmatrix} = -\frac{1}{\sqrt{3}U_н}\, \dot{\mathbf{s}}^{-1}\widehat{\mathbf{S}} =$$

$$= -\frac{1}{\sqrt{3}U_н}\, \widehat{\mathbf{S}}_s = -\frac{1}{\sqrt{3}U_н} \begin{Vmatrix} \widehat{S}_1 \\ \widehat{S}_2 \\ \widehat{S}_0 \end{Vmatrix}. \quad (3\text{-}7а)$$

В случае соединения ветвей нагрузки в треугольник

$$\dot{\mathbf{J}} = -\frac{1}{\sqrt{3}U_н}\, \mathbf{m}_t \widehat{\mathbf{S}}_т, \quad (3\text{-}8)$$

где

$$\mathbf{m} = \begin{Vmatrix} 1 & 0 & -1 \\ -1 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 \end{Vmatrix}$$

—матрица перевода значений мощности из треугольника в звезду. Задающие токи нулевой последовательности в этом случае равны нулю.

Задачей расчета является определение параметров режима для отдельных элементов сети и сравнение их с допустимыми значениями. В ряде случаев для оценки допустимости заданной несимметрии нагрузок достаточно определить величины U_2 и U_0.

Расчет начинается с составления схем замещения для каждой последовательности отдельно, так как они в данном случае не оказывают взаимного влияния.

Схема прямой последовательности имеет обычный вид, который используется при расчетах симметричных режимов (см. гл. 2). В ней помимо токов других нагрузок включаются и токи прямой последовательности несимметричной нагрузки. В базисном узле присоединяется э. д. с., которая равна напряжению в этом пункте.

В *схеме обратной последовательности* все нагрузки замещаются поперечными ветвями с заданными сопротивлениями или проводимостями. К схеме прикладываются найденные значения задающих токов обратной последовательности. Суммарный задающий ток обратной последовательности с обратным знаком прикладывается к нейтрали схемы.

Схема нулевой последовательности составляется аналогично. Однако в ней может отсутствовать ряд ветвей нагрузок и источников питания, если схемы соединяющих их с остальной сетью трансформаторов таковы, что не пропускают токов нулевой последовательности. Схема нулевой последовательности в этом случае не составляется.

Расчет режима производится для схемы каждой последовательности раздельно. Напряжение у нейтрали во всех схемах равно нулю. Напряжение прямой последовательности $\dot{U}_1$ в каком-либо пункте сети определяют по напряжению в базисном узле. При этом учитывают падения напряжения на соответствующих участках схемы. Напряжение обратной последовательности $\dot{U}_2$ для какого-либо узла равно падению напряжения на участке сети, соединяющем этот узел с нейтралью схемы. Аналогично определяется напряжение нулевой последовательности $\dot{U}_0$ для данного узла.

Система фазных напряжений определяется в соответствии с формулой (3-1):

$$\dot{\mathbf{U}} = \dot{\mathbf{S}} \begin{Vmatrix} \dot{U}_1 \\ \dot{U}_2 \\ \dot{U}_0 \end{Vmatrix}.$$

По составленным схемам могут быть определены токи соответствующих последовательностей для любой ветви схемы.

Пример 3-1. Промышленное предприятие питается от шин 10 *кв* главной понижающей подстанции ГПП, присоединенной к электрической системе (рис. 3-5,*а*). На ГПП установлены два понижающих трансформатора мощностью по 16 *Мва* каждый. Трансформаторы работают параллельно. В режиме наибольших нагрузок суммарная нагрузка данного предприятия $\dot{S}_{н\Sigma} = 20+j18$ *Мва*, в сети установлены нерегулируемые батареи конденсаторов БК суммарной мощностью 10 *Мвар*. В режиме наименьших нагрузок суммарная нагрузка предприятия составляет $10+j10$ *Мва*, один из трансформаторов ГПП при этом отключается. Нагрузка распределена симметрично по фазам сети. Протяженность распределительной сети 10 *кв* предприятия относительно мала.

Мощность электрической системы, питающей ГПП, достаточно велика. Известно, что мощность $S_к$ короткого замыкания на шинах 10 *кв* равна 200 *Мва*.

Требуется выяснить возможность включения между фазами *b* и *c* сети 10 *кв* промышленного предприятия вблизи ГПП неизменной по величине однофазной нагрузки мощностью $\dot{S}_{bc} = 5+j2$ *Мва*.

Решение. Для проверки возможности включения указанной нагрузки определяются: 1) напряжение обратной последователь-

ности и несимметрия напряжений; 2) токи обратной последовательности и суммарные токи в фазах трансформаторов ГПП в режимах наибольшей и наименьшей нагрузок; 3) увеличение потерь активной мощности в сети.

Поскольку протяженность распределительной сети предприятия невелика, предполагается, что вся его нагрузка присоединена непосредственно к шинам 10 *кв* ГПП. Расчет выполняется в относительных единицах. Для упрощения записи индекс «*» у величин

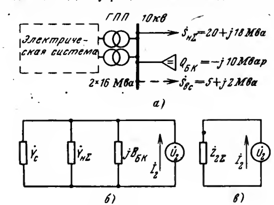


Рис. 3-5. К примеру 3-1.

а — принципиальная схема сети; *б* — схема обратной последовательности; *в* — приведенная схема обратной последовательности.

не записывается. За базисные значения принимаются: номинальное напряжение сети 10 *кв* и номинальная мощность одного трансформатора $S_б=16$ *Мва.*

Определение несимметрии напряжений. Схема обратной последовательности представлена на рис. 3-5,*б*. Она состоит из трех параллельных ветвей: эквивалентной ветви питающей системы с проводимостью $\dot{Y}_c$, эквивалентной ветви нагрузки распределительной сети данного предприятия с проводимостью $\dot{Y}_{н\Sigma}$ и ветви, замещающей БК, с проводимостью $B_{БК}$. Схема нулевой последовательности не возникает.

Сопротивление обратной последовательности ветви системы принимается равным ее сопротивлению прямой последовательности. Активное сопротивление питающей сети и трансформаторов принимается равным нулю. Эквивалентное реактивное сопротивление X_c ветви системы определяется по заданной мощности $\dot{S}_к$ короткого замыкания на шинах 10 *кв* ГПП

$$X_c=\frac{S_т}{S_к}=\frac{16}{200}=0{,}08;$$

проводимость ветви системы равна:

$$\dot{Y}_c=\frac{1}{0+j0{,}08}=-j12{,}5.$$

Эквивалентное сопротивление обратной последовательности симметричной нагрузки сети 10 *кв* предприятия определяется приближенно по ее суммарной мощности:

$$S_{н\Sigma} = \frac{\sqrt{20^2 + 18^2}}{16} = 1,69$$

в соответствии с приведенным в § 3-2 значением $\dot{Z}_{2н}$ обратной последовательности нагрузки:

$$\dot{Z}_{2н} = (0,18 + j0,24)/1,69 = 0,106 + j0,142.$$

Проводимость ветви симметричной нагрузки в схеме на рис. 3-3,*б* равна:

$$Y_{н\Sigma} = \frac{1}{0,106 + j0,142} = 3,40 - j4,50.$$

Емкостная проводимость ветви конденсаторов

$$B_{БК} = \frac{10}{16} = 0,625.$$

Модуль эквивалентной проводимости схемы обратной последовательности для всей схемы определяется из суммы проводимостей отдельных ветвей:

$$Y_{2\Sigma} = |-j12,5 + 3,40 - j4,50 + j0,625| = \\ = |3,40 - j16,38| \approx 16,7.$$

Эквивалентное сопротивление схемы обратной последовательности

$$Z_{2\Sigma} = \frac{1}{Y_{2\Sigma}} = \frac{1}{16,7} = 0,06.$$

Несимметричная нагрузка $\dot{S}_{bc}$ включается между двумя фазами. Ток обратной последовательности этой нагрузки I_2 по модулю в $\sqrt{3}$ раз меньше ее полного тока I_{bc}, в относительных единицах $I_{bc} = S_{bc}$. Кроме того, полный ток однофазной нагрузки в $\sqrt{3}$ раз меньше тока, создаваемого в линии симметричной нагрузкой в 3 раза большей мощности. Таким образом, относительное значение тока обратной последовательности окончательно будет равным:

$$I_2 = \frac{3S_{bc}}{\sqrt{3}S_б \sqrt{3}} = \frac{\sqrt{5^2 + 2^2}}{16} = 0,338.$$

Абсолютное значение напряжения обратной последовательности в относительных единицах равно:

$$U_2 = I_2 Z_{2\Sigma} = 0,338 \cdot 0,06 = 0,0203,$$

или приблизительно 2% от номинального напряжения.

Полученная величина напряжения обратной последовательности больше значения $U_{2д}$=2%, которое всегда допускается на зажимах

электродвигателей по ГОСТ 13109 (см. гл. 4). Следовательно, должны быть приняты меры для снижения величины U_2. Для осветительных электроприемников предприятия по ГОСТ 13109 допускаются отклонения от номинального напряжения в пределах от —2,5 до +5%. Наличие напряжения обратной последовательности означает, что допустимые отклонения напряжения прямой последовательности должны быть соответственно уменьшены.

В зависимости от местных условий параметров распределительной сети предприятия, величины осветительной нагрузки и т. п. может оказаться, что в ряде случаев полученное значение U_2 окажется слишком большим и его необходимо будет снизить, например путем симметрирования напряжения с помощью конденсаторов (см. § 4-3).

Определение токов в фазах трансформаторов ГПП при включении несимметричной нагрузки производится путем сложения токов прямой и обратной последовательностей.

Матрица токов прямой последовательности симметричной нагрузки с учетом включенных БК равна (3-2):

$$\dot{\mathbf{I}}_{\text{н}\Sigma}=\left(\frac{20-j18}{16}+j\frac{10}{16}\right)\dot{\mathbf{s}}_1=(1,25-j0,5)\begin{Vmatrix}1\\ \dot{a}^2\\ \dot{a}\end{Vmatrix}.$$

Для напряжения прямой последовательности фазы a принят аргумент, равный нулю. Поскольку несимметричная нагрузка включена между фазами b и c, аргумент комплексной величины напряжения на этой нагрузке равен $-\frac{\pi}{2}$;

$$\dot{U}_{bc}=1e^{-j\frac{\pi}{2}}=-j1.$$

При записи матрицы токов однофазной несимметричной нагрузки учтем, что в фазе a ток равен нулю, в фазе b ток равен $\dot{I}_{bc}$ и в фазе c он равен $-\dot{I}_{bc}$. Таким образом, матрица системы токов в фазах $\mathbf{s}_{\text{одн}}$ в данном случае может быть записана:

$$\dot{\mathbf{s}}_{\text{одн}}=\begin{Vmatrix}0\\ 1\\ -1\end{Vmatrix}.$$

Тогда матрица токов в обмотках трансформаторов от тока несимметричной нагрузки имеет вид:

$$\mathbf{I}_{\text{но}}=\frac{\sqrt{3}\,\hat{S}_{bc}}{\hat{U}_{bc}}\dot{\mathbf{s}}_{\text{одн}}=\sqrt{3}\,\frac{(5-j2)}{16\cdot j1}\begin{Vmatrix}0\\ 1\\ -1\end{Vmatrix}=$$

$$=\sqrt{3}(0,125+j0,312)\begin{Vmatrix}0\\ -1\\ 1\end{Vmatrix}.$$

Соответствующие симметричные составляющие токов от несимметричной нагрузки получаются по формуле (3-1а) с учетом (3-3):

$$\dot{\mathbf{I}}_{\text{нсs}} = \dot{\mathbf{S}}^{-1}\,\dot{\mathbf{I}}_{\text{нс}} =$$

$$= \frac{\sqrt{3}}{3}\begin{Vmatrix} 1 & \dot{a} & \dot{a}^2 \\ 1 & \dot{a}^2 & \dot{a} \\ 1 & 1 & 1 \end{Vmatrix} \cdot \begin{Vmatrix} 0 \\ -1 \\ 1 \end{Vmatrix} (0,125 + j0,312) =$$

$$= \begin{Vmatrix} -j \\ j \\ 0 \end{Vmatrix} (0,125 + j0,312).$$

Токи в фазах трансформаторов определяются путем суммирования токов прямой последовательности для симметричной и несимметричной нагрузок и токов обратной последовательности для несимметричной нагрузки. При этом надо учесть, что обмотки трансформаторов имеют разные схемы соединений: первичные соединены в звезду с заземленной нейтралью, а вторичные — в треугольник. В связи с этим при суммировании с токами прямой последовательности токи обратной последовательности следует изменить по фазе на $\pi/6$ в сторону опережения:

$$\dot{\mathbf{I}}_{\text{т}} = [(1,25 - j0,5) - j\,(0,125 + j0,312)]\begin{Vmatrix} 1 \\ \dot{a}^2 \\ \dot{a} \end{Vmatrix} +$$

$$+ j\,(0,125 + j0,312)\begin{Vmatrix} 1 \\ \dot{a} \\ \dot{a}^2 \end{Vmatrix} e^{j\frac{\pi}{6}} = \begin{Vmatrix} 1,23 - j0,674 \\ -1,12 - j1,31 \\ -0,12 + j1,98 \end{Vmatrix}.$$

По модулю токи нагрузки фаз трансформаторов равны:

$$\mathbf{I}_{\text{т}} = \begin{Vmatrix} 1,4 \\ 1,72 \\ 1,98 \end{Vmatrix}.$$

Таким образом, нагрузки всех трех фаз трансформаторов получаются различными, но они не превышают номинального значения мощности двух трансформаторов, равного 2.

В режиме наименьших нагрузок один трансформатор отключен. Мощность симметричной нагрузки равна: $\dot{S}_{\text{н}\Sigma} = 10 + j10 - j10 = 10$ *Мвт* (с учетом включенных БК).

Токи в фазах трансформатора:

$$\mathbf{I}_т = [0,625 - j\,(0,125 + j0,312)] \begin{Vmatrix} 1 \\ a^2 \\ a \end{Vmatrix} + \begin{Vmatrix} -0,332 - j0,049 \\ 0,208 - j0,264 \\ 0,124 + j0,313 \end{Vmatrix} =$$

$$= \begin{Vmatrix} 0,605 - j0,174 \\ -0,377 - j1,006 \\ -0,230 + j1,19 \end{Vmatrix} \text{ или по модулю } \mathbf{I}_т = \begin{Vmatrix} 0,62 \\ 1,07 \\ 1,21 \end{Vmatrix}.$$

Фаза c в режиме наименьших нагрузок оказывается перегруженной примерно на 20%, а фаза b — на 7%. Допустимость работы трансформатора с такой перегрузкой должна решаться в зависимости от длительности данного режима и от местных условий.

3-4. Расчет неполнофазного режима работы сети при отключении одной фазы

Отключение одной фазы трехфазного элемента электрической сети вызывает значительно бо́льшую несимметрию, чем несимметрия из-за практически возможного различия параметров фаз ВЛ или трансформаторов. В связи с этим для упрощения расчетов неполнофазных режимов обычно принимают, что все элементы трехфаз-

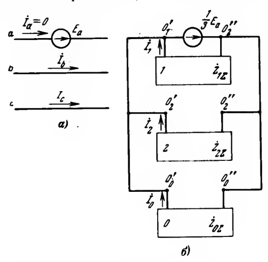


Рис. 3-6. Отключение фазы a линии.

a — принципиальная расчетная схема; $б$ — комплексная схема замещения.

ной сети обладают одинаковыми одноименными параметрами фаз. Отключение одной фазы элемента, например фазы a, можно приближенно рассматривать как включение в эту фазы э. д. с. $-\dot{E}_a$, при которой ток в отключенной фазе равен нулю (рис. 3-6,a). В системе симметричных координат матрица э. д. с. запишется в соответствии с (3-1а) и (3-2) в виде

$$\dot{\mathrm{E}}_s = \dot{\mathrm{S}}^{-1} \begin{Vmatrix} \dot{E}_a \\ 0 \\ 0 \end{Vmatrix}.$$

После перемножения получаем:

$$\dot{E}_1 = \dot{E}_2 = \dot{E}_0 = \frac{1}{2} \dot{E}_a. \tag{3-9}$$

Принимая, что фаза a отключена, получаем:

$$\dot{I}_1 + \dot{I}_2 + \dot{I}_0 = 0. \tag{3-10}$$

Условия (3-9) и (3-10) показывают, что схемы всех трех последовательностей должны быть соединены параллельно.

Комплексная схема замещения изображена упрощенно на рис. 3-6,$б$. Двухполюсники *1, 2* и *0* представляют соответственно эквивалентные схемы прямой, обратной и нулевой последовательностей, их одноименные концы по обе стороны места отключения фазы a соединены вместе. Схемы обратной и нулевой последовательностей, приведенные к месту отключения, обладают эквивалентными сопротивлениями $\dot{Z}_{2\Sigma}$ и $\dot{Z}_{0\Sigma}$ соответственно. При их определении нейтрали этих схем учитывались, как и обычные узлы.

Из схемы, представленной на рис. 3-6,$б$, очевидно следующее соотношение для параллельных ветвей:

$$-\dot{I}_2 \dot{Z}_{2\Sigma} = -\dot{I}_0 \dot{Z}_{0\Sigma} = \frac{1}{3} \dot{E}_a. \tag{3-11}$$

Заменим разветвление из схем обратной и нулевой последовательностей эквивалентным сопротивлением (рис. 3-7):

$$\dot{Z}_\Delta = \frac{\dot{Z}_{2\Sigma} \dot{Z}_{0\Sigma}}{\dot{Z}_{2\Sigma} + \dot{Z}_{0\Sigma}}, \tag{3-12}$$

Для получения эквивалентной схемы с учетом выражения (3-10) может быть записано:

$$\dot{I}_1 \dot{Z}_\Delta = \frac{1}{3} \dot{E}_a. \qquad (3\text{-}12а)$$

Таким образом, режим прямой последовательности может быть рассчитан по схеме для симметричного режима, но в месте отключения фазы a должно быть включено дополнительное сопротивление $\dot{Z}_\Delta$. При этом увеличиваются потери напряжения прямой последовательности в ветви с отключенной фазой; имеют место дополнительные потери мощности.

Токи обратной и нулевой последовательностей в ветви с отключенной фазой могут быть определены из (3-10) и (3-11):

$$\dot{I}_2 = -\dot{I}_1 \frac{\dot{Z}_\Delta}{\dot{Z}_{2\Sigma}} = -\dot{I}_1 \frac{\dot{Z}_{0\Sigma}}{\dot{Z}_{2\Sigma} + \dot{Z}_{0\Sigma}} \qquad (3\text{-}13)$$

и

$$\dot{I}_0 = -\dot{I}_1 \frac{\dot{Z}_\Delta}{\dot{Z}_{0\Sigma}} = -\dot{I}_1 \frac{\dot{Z}_{2\Sigma}}{\dot{Z}_{2\Sigma} + \dot{Z}_{0\Sigma}}. \qquad (3\text{-}14)$$

Из полученных выражений видно, что для снижения тока обратной последовательности следует уменьшить эквивалентное сопротивление схемы нулевой последовательности. Это может быть, например, получено путем увеличения числа трансформаторов, работающих с заземленной нейтралью, однако при этом одновременно увеличивается ток нулевой последовательности. Полученная несимметрия уменьшается в режимах меньших нагрузок — при снижении тока $\dot{I}_1$.

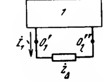


Рис. 3-7. Схема для расчета прямой последовательности.

Напряжения обратной последовательности в сети и токи обратной последовательности в различных ветвях определяются по схеме обратной последовательности в развернутом виде. При этом по обе стороны ветви с отключенной фазой прикладываются задающие токи $\dot{I}_2$

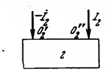


Рис. 3-8. Схема для определения напряжений обратной последовательности.

и $-\dot{I}_2$ (рис. 3-8), определяемые в соответствии с выражением (3-13). Аналогичные расчеты выполняются и для схемы нулевой последовательности, например при определении токов в заземляющих устройствах или токов, влияющих на работу установок связи.

Пример 3-2. Проверить возможность отключения одной фазы линии *Л* напряжением 110 *кв*, питающей трехфазный трансформатор *Т* мощностью 40 *Мва* с коэффициентом трансформации 110/10 *кв*. Обмотки трансформатора соединены по схеме Y— /Δ (рис. 3-9).

Наибольшая мощность суммарной нагрузки на стороне 10 *кв* трансформатора *Т* равна 15+*j*7,5 *Мва* (16,8 *Мва*). Мощность трехфазного короткого замыкания на шинах 110 *кв* трансформатора *Т* равна 2 000 *Мва*.

Проверка возможности отключения фазы линии производится по следующим показателям: 1) уменьшению напряжения прямой последовательности на шинах 10 *кв*; 2) значениям токов в обмотках трансформатора *Т* и заземляющем устройстве.

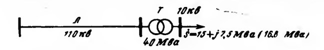


Рис. 3-9. Схема к примеру 3-2.

Решение. Расчет выполняется в относительных единицах (индекс «*» опускается). За базисные значения принимаются: номинальное напряжение сети 10 *кв* и номинальная мощность трансформатора 40 *Мва*. Предполагается, что сопротивление системы X_c одинаково для всех трех последовательностей и что активное сопротивление системы мало и не учитывается.

Эквивалентное сопротивление системы X_c определяется по заданной мощности короткого замыкания:

$$X_c=\frac{40}{2\,000}=0{,}02.$$

Индуктивное сопротивление трансформатора *Т* для всех трех последовательностей $X_т=0{,}105$ ($e_к=10{,}5\%$). Активное сопротивление и ветвь намагничивания в схеме замещения трансформатора не учитываются ввиду их относительной малости.

Относительная мощность нагрузки

$$\frac{16{,}8}{40}=0{,}42.$$

Сопротивление обратной последовательности нагрузки на стороне 10 *кв* (см. § 3-2):

$$\dot{Z}_{2н}=(0{,}18+j0{,}24)\,\frac{40}{16{,}8}=0{,}428+j0{,}572,$$

Эквивалентное сопротивление схемы обратной последовательности равно:

$$\dot{Z}_{2\Sigma} = jX_c + jX_т + \dot{Z}_{2н} =$$
$$= j0,02 + j0,105 + 0,428 + j0,572 = 0,428 + j0,697.$$

Эквивалентное сопротивление схемы нулевой последовательности

$$\dot{Z}_{0\Sigma} = jX_c + jX_т = j0,02 + j0,105 = j0,125.$$

Эквивалентное сопротивление параллельного соединения схем обратной и нулевой последовательностей определяем по формуле (3-12):

$$\dot{Z}_\Delta = \frac{\dot{Z}_{2\Sigma}\dot{Z}_{0\Sigma}}{\dot{Z}_{2\Sigma} + \dot{Z}_{0\Sigma}} = \frac{(0,428 + j0,697)\, j0,125}{0,428 + j0,822} = 0,008 + j0,11.$$

Ток прямой последовательности в относительных единицах

$$\dot{I}_1 = \frac{15 + j7,5}{40} = 0,375 + j0,187.$$

Дополнительное снижение напряжения прямой последовательности на шинах 10 *кв* подстанции (при расчете в относительных единицах коэффициент $\sqrt{3}$ не вводится):

$$\Delta U_1 = (I_{1а}R_\Delta + I_{1р}X_\Delta) = (0,375 \cdot 0,008 + 0,187 \cdot 0,11) = 0,0242$$

относительно невелико и составляет примерно 2,4%. При наличии устройств для регулирования напряжения требуемый режим напряжений может быть обеспечен.

Ток обратной последовательности в питающей сети 110 *кв* равен в соответствии с формулой (3-13):

$$\dot{I}_2 = -\dot{I}_1 \frac{\dot{Z}_\Delta}{\dot{Z}_{2\Sigma}} = -(0,375 +$$
$$+ j0,187)\frac{0,008 + j0,11}{0,428 + j0,697} = -(0,031 + j0,038);$$

по модулю он равен $I_2 = 0,05$.

Относительное напряжение обратной последовательности на шинах 10 *кв* равно:

$$U_2 = I_2 Z_{2н} = 0,05 \cdot 0,715 = 0,0358, \text{ или примерно } 3,6\%,$$

где $Z_{2н} = \sqrt{0,428^2 + 0,572^2} = 0,715$ — модуль сопротивления нагрузки.

Полученная несимметрия напряжения практически относится к зажимам ЭП, поскольку сопротивление распределительной сети относительно мало. Допустимость работы ЭП с такой несимметрией напряжения требует дополнительной проверки.

Ток нулевой последовательности в распределительной сети 10 *кв* отсутствует, так как обмотка вторичного напряжения соединена в треугольник. В питающей сети ток нулевой последовательности определяется в соответствии с формулой (3-14):

$$\dot{I}_0 = -\dot{I}_1 \frac{\dot{Z}_\Delta}{\dot{Z}_{0\Sigma}} = -(0{,}375 + $$

$$+ j0{,}187)\frac{0{,}008 + j0{,}11}{j0{,}125} = -(0{,}338 + j0{,}143)\cdot$$

Ток, протекающий по заземляющему устройству, равен:

$$I_з = 3I_0 \frac{S_б}{\sqrt{3}U_б} = 3\cdot 0{,}368 \frac{40\,000}{\sqrt{3}\cdot 110} = 232 \ a,$$

где 0,368 — модуль тока нулевой последовательности. Допустимость длительного протекания столь большого тока по устройствам заземления требует дополнительной проверки.

Токи в фазах трансформатора подстанции определяются по формуле (3-1) с учетом (3-2):

$$\dot{\mathbf{I}} = \dot{I}_1\dot{\mathbf{s}}_1 + \dot{I}_2\dot{\mathbf{s}}_2 + \dot{I}_0\dot{\mathbf{s}}_0 =$$

$$= (0{,}375 + j0{,}187)\,\dot{\mathbf{s}}_1 - (0{,}031 + j0{,}038)\,\dot{\mathbf{s}}_2 -$$

$$-(0{,}338 + j0{,}143)\,\dot{\mathbf{s}}_0 = \begin{Vmatrix} 0 \\ -0{,}315 - j0{,}567 \\ -0{,}703 + j0{,}134 \end{Vmatrix}$$

и по модулю

$$\mathbf{I} = \begin{Vmatrix} 0 \\ 0{,}65 \\ 0{,}72 \end{Vmatrix}.$$

Полученные результаты показывают, что токи в фазах трансформатора не превышают номинальных. В данном случае это, очевидно, связано с тем, что трансформатор в нормальном режиме загружен немного — на 42%. При работе трансформатора с большим коэффициентом загрузки в нормальных условиях его перегрузка при отключении одной из фаз могла оказаться недопустимой.

В соответствии с ГОСТ напряжение обратной последовательности на зажимах асинхронных двигателей всегда допустимо только в размере 2%. Следовательно, примерно 1,5% напряжения обратной последовательности, может быть, придется скомпенсировать, например, с помощью имеющихся БК (см. § 4-3). Величина компенсирующего тока $\dot{I}_2$ равна:

$$\dot{I}_2 = \Delta\dot{U}_2/\dot{Z}_э,$$

где $\Delta\dot{U}_2$ — величина напряжения обратной последовательности, которую следует скомпенсировать; $\dot{Z}_э$—эквивалентное сопротивление двух параллельных ветвей: ветви сопротивления обратной последовательности нагрузки и ветви, состоящей из оставшейся части схемы обрат-

ной последовательности и схемы нулевой последовательности (см. комплексную схему замещения на рис. 3-6,б):

$$Z_э = \frac{(0,428 + j0,572)(j0,125 + j0,125)}{0,428 + j0,572 + j0,125 + j0,125} = 0,033 + j0,19$$

и

$$\dot{I}_2 = \frac{-j0,015}{0,03 + j0,19} = -0,76 - j0,13.$$

3-5. Расчет неполнофазного рабочего режима при отключении двух фаз линии

В случае отключения двух фаз линии электроснабжение потребителей фактически производится по однофазной цепи, что существенно утяжеляет рабочий режим. Такие режимы иногда возникают при эксплуатации электрических сетей. Поэтому при выборе уставок устройств защиты и автоматики должны учитываться возможные параметры этих режимов.

Рис. 3-10. Принципиальная расчетная схема для случая отключения двух фаз линии.

Предположим, что фазы b и c отключились, а фаза a осталась включенной. Принципиальная расчетная схема для этого случая представлена на рис. 3-10. В системе симметричных координат это соответствует следующим граничным условиям:

для э. д. с.

$$\dot{\mathrm{E}}_s = \dot{\mathrm{S}}^{-1} \begin{Vmatrix} 0 \\ \dot{E}_b \\ \dot{E}_c \end{Vmatrix}$$

и для токов

$$\begin{Vmatrix} \dot{I}_a \\ 0 \\ 0 \end{Vmatrix} = \dot{\mathrm{S}} \begin{Vmatrix} \dot{I}_1 \\ \dot{I}_2 \\ \dot{I}_0 \end{Vmatrix}.$$

После перемножения и соответствующих преобразований получаем:

$$\dot{E}_1 + \dot{E}_2 + \dot{E}_0 = 0 \qquad (3\text{-}15)$$

и

$$\dot{I}_1 = \dot{I}_2 = \dot{I}_0 = \frac{1}{3}\dot{I}_a. \qquad (3\text{-}16)$$

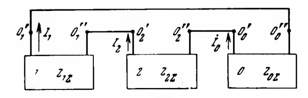


Рис. 3-11. Комплексная схема замещения для расчета параметров сети в случае отключения двух фаз линии.

В соответствии с этими уравнениями может быть составлена комплексная схема замещения (рис. 3-11). Из анализа этой схемы следует:

$$\dot{E}_1 = -\dot{I}_2\dot{Z}_{2\Sigma} - \dot{I}_0\dot{Z}_{0\Sigma}$$

или

$$\dot{E}_1 = \dot{I}_1\dot{Z}_\Delta,$$

где

$$\dot{Z}_\Delta = \dot{Z}_{2\Sigma} + \dot{Z}_{0\Sigma}. \quad (3\text{-}17)$$

Таким образом, для этого режима, так же как и для режима отключения одной фазы, режим прямой последовательности может быть определен по схеме прямой последовательности, применяемой для расчета симметричного режима. При этом в место разрыва должно включаться добавочное сопротивление $\dot{Z}_\Delta$ (рис. 3-12), однако в данном режиме оно получается по модулю значительно бо́льшим, чем в случае отключения одной фазы.

В связи с этим увеличиваются значительно и потери напряжения в ветви с разрывом, возрастает ток обратной последовательности, а следовательно, и напряжения обратной последовательности. Ток обратной последовательности в данном режиме равен току прямой последовательности и не зависит от величины $\dot{Z}_{0\Sigma}$. Степень несимметрии параметров режима в рассматриваемом режиме зависит от тока прямой последовательности.

Значения напряжений и токов обратной и нулевой последовательностей при отключении двух фаз определяются так же, как и в случае отключения одной фазы — по соответствующим развернутым схемам обратной и нулевой последовательностей.

Рис. 3-12. Схема для расчета режима прямой последовательности.

Пример 3-3. Определить параметры режима и проверить возможность отключения двух фаз линии *Л* для схемы, представленной на рис. 3-9 и рассмотренной в примере 3-2. Нагрузка сети и параметры линии и трансформатора принять теми же, что и в примере 3-2.

Решение. Расчетные схемы обратной и нулевой последовательностей в данном случае составляются так же, как и в примере 3-2. Там же определены значения эквивалентных сопротивлений схемы обратной последовательности $\dot{Z}_{2\Sigma} = 0,428 + j0,697$ и схемы нулевой последовательности $\dot{Z}_{0\Sigma} = j0,125$. Для режима отключения двух фаз величина добавочного сопротивления $\dot{Z}_{\Delta}$ определяется по формуле (3-17):

$$\dot{Z}_{\Delta} = \dot{Z}_{2\Sigma} + \dot{Z}_{0\Sigma} = 0,428 + j0,697 + j0,125 = 0,428 + j0,822.$$

Дополнительное снижение напряжения прямой последовательности на шинах 10 *кв* подстанции при токе прямой последовательности $\dot{I}_1 = 0,375 + j0,187$ [см. пример (3-2)]:

$$\Delta U_1 = (I_{1a} R_{\Delta} + I_{1p} X_{\Delta}) = (0,375 \cdot 0,428 + 0,187 \cdot 0,822) =$$

$$= 0,313, \text{ или } 31,3\%, \text{ что является недопустимым.}$$

Ток обратной последовательности в питающей сети 110 *кв* равен току прямой последовательности $\dot{I}_2 = \dot{I}_1 = 0,375 + j0,187$ или по модулю 0,42.

Относительное напряжение обратной последовательности на шинах 10 *кв* равно (при $Z_{2н} = 0,715$ — см. пример 3-2):

$U_2 = I_2 Z_{2н} = 0,42 \cdot 0,715 = 0,3$, или 30%, что также является недопустимым.

Ток нулевой последовательности в распределительной сети отсутствует, так как обмотка вторичного напряжения соединена в треугольник. В питающей сети ток нулевой последовательности равен току прямой последовательности (см. схему рис. 3-11). Ток, протекающий по заземляющему устройству, равен:

$$I_з = 3I_0 \frac{S_б}{\sqrt{3} U_б} = 3 \cdot 0,42 \frac{40\,000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 264 \text{ } a.$$

Допустимость длительного протекания столь большого тока по устройствам заземления требует специальной проверки.

Токи в фазах трансформатора подстанции определяются по формуле (3-1) с учетом формулы (3-2):

$$\dot{\mathbf{I}} = \dot{I}_1\dot{\mathbf{s}}_1 + \dot{I}_2\dot{\mathbf{s}}_2 + \dot{I}_0\dot{\mathbf{s}}_0 = (0,375 + j0,187)\cdot(\dot{\mathbf{s}}_1 + \dot{\mathbf{s}}_2 + \dot{\mathbf{s}}_0) = \left\| \begin{matrix} 1,125 + j0,561 \\ 0 \\ 0 \end{matrix} \right\|$$

и по модулю

$$\mathbf{I} = \left\| \begin{matrix} 1,26 \\ 0 \\ 0 \end{matrix} \right\|,$$

что является допустимым.

Таким образом, полученные результаты показывают, что при отключении двух фаз вместо трех, режим практически оказывается неприемлемым. При этом имеет место недопустимое понижение напряжения в сети, что практически должно привести к массовому отключению электродвигателей. Кроме того, возникает весьма большое напряжение обратной последовательности, которое не может быть допущено в течение сколько-нибудь длительного периода времени. В связи с этим необходимо принять меры к улучшению режима — симметрирование и глубокое регулирование напряжения. При отсутствии такой возможности полученный режим длительно допускать нельзя.

ГЛАВА ЧЕТВЕРТАЯ

КАЧЕСТВО ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ И ЕГО ОБЕСПЕЧЕНИЕ

4-1. Влияние качества электроэнергии на работу электроприемников и аппаратов, допустимые показатели

Электроприемники (ЭП) и аппараты, присоединенные к электрическим сетям, предназначены для работы при определенных номинальных параметрах: номинальной частоте переменного тока, номинальном напряжении, номинальном токе и т. п. Таким образом, при электроснабжении потребителей должно быть обеспечено требуемое качество электроэнергии. Электроприемники и аппараты могут присоединяться в различных пунктах электрических сетей, поэтому электрические сети по-разному влияют на показатели качества электроэнергии. Например, значения напряжений на зажимах ЭП будут

зависеть от протяженности и характера электрической сети, находящейся между источниками питания и данными ЭП.

Опыт проектирования и эксплуатации электрических сетей показывает, что мероприятия по исключению или снижению влияния электрических сетей на показатели качества электроэнергии могут быть весьма дорогими. С точки зрения народного хозяйства более экономичным оказывается создание ЭП (аппаратов), допускающих работу при некоторых, относительно небольших отклонениях от номинальных параметров. При этом, очевидно, технические и экономические показатели работы ЭП будут несколько изменяться, однако они должны находиться в приемлемых пределах.

В соответствии с ГОСТ 13109-67 [Л. 12] нормируемые показатели качества электроэнергии у ее приемников при питании от электрических сетей трехфазного переменного тока относятся к частоте переменного тока, напряжению, несимметрии напряжений и несинусоидальности формы кривой напряжения.

Рассмотрим подробнее влияние отдельных[1] показателей качества электроэнергии на работу ЭП и аппаратов, а также их допустимые значения.

Частота переменного тока в электрической системе определяется скоростью вращения генераторов электростанций. Номинальное значение частоты — в СССР оно равно 50 *гц*, в электрической системе может быть обеспечено при условии наличия резерва активной мощности. В каждый момент времени в электрической системе должно обеспечиваться равенство между мощностью генераторов электростанций и мощностью, потребляемой нагрузкой с учетом потерь мощности в электрических сетях. В случае увеличения нагрузки она должна покрываться за счет имеющегося резерва мощности. При исчерпании резерва активной мощности частота токов и напряжений в электрической системе будет меньше номинальной. Рассмотрим это положение на примере простейшей электрической системы.

На рис. 4-1,*а* представлена принципиальная схема этой системы. Она состоит из питающей части *I* и приемной части или нагрузки *II*. На рис. 4-1,*б* приведены

[1] Специальные вопросы нормирования колебаний частоты и напряжения из-за недостатка места в настоящей работе не рассматриваются.

статические характеристики по частоте для данной системы. Предположим, что при некоторой суммарной активной мощности P характеристики I питающей части системы и II нагрузки пересекаются в точке a и система работает при этом с номинальной частотой $f_н$. Допустим, что мощность нагрузки системы увеличилась до P', чему соответствует новая характеристика II' нагрузки. Если характеристика питающей части системы при этом осталась неизменной, то пересечение характеристик I и II' произойдет в точке $б$. Это означает, что в данном режиме в системе произойдет снижение частоты и работа ее будет продолжаться при частоте $f' < f_н$.

Работа системы при прежнем номинальном значении частоты может быть обеспечена только при переходе на новую статическую характеристику I' питающей части, что осуществляется соответствующими устройствами регулирования частоты на электростанциях. Из рассмотрения характеристик рис. 4-1,*б* видно, что осуществление регулирования частоты в системе возможно только при наличии резерва активной мощности, определяемого в данном режиме разностью ординат точек a и $в$.

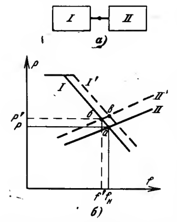


Рис. 4-1. Принципиальная схема (*а*) и статические характеристики (*б*) по частоте передающей (*I*) и приемной (*II*) частей системы.

Понижение частоты приводит к уменьшению скорости вращения всех включенных в работу электродвигателей. При этом снижается производительность соединенных с ними механизмов, что во многих случаях ухудшает экономические показатели их работы. При значительном повышении частоты в системе, что может иметь место, например, в случае резкого уменьшения нагрузки, возможно повреждение оборудования.

Для улучшения условий работы потребителей и оборудования ГОСТ нормируются значения отклонений $\Delta f = f - f_н$ от номинальной частоты. В нормальных режимах работы допускаются значения Δf в пределах

$\pm 0{,}1$ *гц*. Современные системы автоматического регулирования частоты обеспечивают выполнение этих требований.

Изменения нагрузки потребителей в электрической системе могут быть различными по характеру. Так, наблюдаются небольшие и кратковременные изменения, а также сравнительно большие и более длительные, например, при смене дня и ночи. При малых изменениях нагрузки требуется относительно небольшой резерв мощности. В этих случаях автоматическое регулирование частоты в системе может производиться на одной, так называемой частотной станции. При больших изменениях нагрузки увеличение мощности должно быть предусмотрено на значительном количестве станций. В связи с этим в соответствии с предполагаемым изменением нагрузки потребителей заранее составляются графики соответствующего изменения нагрузки электростанций. При этом предусматривается так называемое экономическое распределение нагрузки между станциями.

В послеаварийных режимах, например при отключении мощных линий электропередачи, система может оказаться разделенной на отдельные несинхронно работающие части. В некоторых из них мощность электростанций может оказаться недостаточной и будут наблюдаться большие снижения частоты. Это приведет к резкому снижению производительности оборудования электростанций — питательных и циркуляционных насосов, дымососов и т. п., что вызывает дальнейшее значительное уменьшение мощности станций, вплоть до их выпадения из работы. Для предотвращения общесистемных аварий в подобных случаях предусматриваются специальные автоматические устройства частотной разгрузки АЧР, отключающие часть менее ответственных потребителей. После ликвидации дефицита мощности — например после включения резервных источников, специальные устройства частотного АПВ автоматически повторно включают отключенных потребителей и нормальная работа системы восстанавливается.

Отклонения напряжения. При анализе режимов напряжения в электрических сетях обычно имеют дело с отклонениями V фактических значений U от номинального напряжения $U_н$:

$$V = U - U_н \text{ или } V_{\%} = \frac{U - U_н}{U_н} 100.$$

При этом имеется в виду, что режимы напряжений изменяются достаточно медленно.

Работа электроприемников при значениях напряжения, отличных от номинального, характеризуется изменением технико-экономических показателей. Рассмотрим некоторые примеры.

В случае работы *лампы накаливания* с отклонением напряжения[1] $V=+10\%$ световой поток ее, а следовательно, и освещенность рабочей поверхности возрастают примерно на 40%. Однако при этом срок службы лампы сокращается примерно в 3 раза. При работе с отклонениями $V=-10\%$ срок службы возрастает примерно в 2 раза, но зато световой поток снижается в среднем на 40%. В результате резко снижается освещенность рабочей поверхности, а следовательно, и производительность труда работающих.

Момент вращения и скольжение *асинхронных двигателей* зависят от напряжения на их зажимах. При снижении напряжения хотя бы на 10% по сравнению с номинальным значением может несколько снизиться производительность работы приводимых двигателями производственных механизмов. При значительном снижении напряжения двигатели могут остановиться. Повышение напряжения на зажимах двигателя приводит к увеличению потребляемой им реактивной мощности. В среднем на каждый процент повышения напряжения потребляемая реактивная мощность увеличивается на 3% и более (в основном за счет увеличения тока холостого хода двигателя). В случае снижения напряжения на зажимах двигателя при той же потребляемой мощности увеличивается его ток. При этом происходит более интенсивный нагрев изоляции двигателя и соответственно снижается срок ее службы. Расчеты показывают, что при длительной работе полностью загруженного двигателя с отклонениями напряжения на зажимах $V=-10\%$ срок его службы сокращается примерно вдвое.

Работа *электротермических установок* при снижении напряжения на их зажимах существенно ухудшается, увеличивается длительность технологического процесса, а в ряде случаев при значительных изменениях V может иметь место и полное расстройство технологического про-

[1] Для упрощения записи индекс «%» у V в дальнейшем опускается.

цесса. Работа *электролизных установок* при пониженном напряжении приводит к снижению их производительности, повышению удельного расхода электроэнергии и увеличению себестоимости продукции.

Для предотвращения указанного ухудшения технических и экономических показателей работы ЭП ГОСТ допускаются следующие отклонения напряжения у их зажимов: для осветительных ЭП в производственных и общественных помещениях от —2,5 до +5%; для асинхронных электродвигателей от —5 до +10% и для всех прочих ЭП от —5 до +5%.

Для *электрических аппаратов,* присоединяемых к электрическим сетям, значения напряжений ограничиваются условиями работы изоляции, а также нагрева стали понижающих трансформаторов. В связи с этим устанавливается допустимая величина длительного превышения фактического значения напряжения по сравнению с соответствующим номинальным значением. В сетях до 20 *кв* включительно допустимая величина превышения напряжения равна 20%, в сетях 35—220 *кв* — 15%, в сетях 330 *кв* — 10%, 500—750 *кв* — 5%.

Для *трансформаторов* величина допустимого превышения напряжения определяется более сложно. В качестве ориентировочного показателя можно считать, что допустимо превышение магнитной индукции в стали на 5% сверх значения, получаемого в режиме холостого хода при номинальном напряжении данного регулировочного ответвления трансформатора.

Для *генераторов и синхронных компенсаторов* допускается работа с номинальной мощностью при отклонениях от номинального напряжения в пределах от—5 до +5%. При этом следует иметь в виду, что номинальные напряжения генераторов на 5% выше, чем для электрических сетей.

Реактивные сопротивления в элементах современных электрических сетей — линиях и трансформаторах, в большинстве случаев больше активных. Поэтому режим напряжений в электрических сетях в основном определяется значениями реактивной мощности. Кроме того, требуемый режим напряжений может быть обеспечен только при условии наличия резерва *баланса реактивной мощности.* Это означает, что во всех основных узлах системы располагаемая мощность источников должна быть больше суммарной реактивной мощности нагрузки потреби-

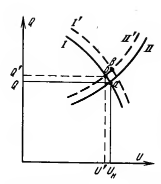


Рис. 4-2. Статические характеристики $Q=f(U)$ для узла системы.

телей с учетом потерь ее в элементах сети. Рассмотрим это положение на примере некоторого узла системы.

На рис. 4-2 представлены статические характеристики реактивной мощности по напряжению для передающей (*I*) (по отношению к данному узлу) и приемной (*II*) части сети (см. рис. 4-1,*а*). Кривая *II* характеризует изменение потребления реактивной мощности ЭП при отсутствии устройств для автоматического регулирования напряжения. Предположим, что при некоторой суммарной реактивной мощности Q характеристики передающей (*I*) и приемной (*II*) части сети пересекаются в точке *а*, что соответствует значению $U_н$ напряжения в рассматриваемом пункте сети. Допустим, что мощность нагрузки увеличилась вследствие включения новых ЭП до величины Q', чему соответствует новая характеристика *II′* приемной части сети. Если характеристика *I* передающей части при этом осталась неизменной, то пересечение характеристики *I* и *II′* произойдет в точке *б*. Это означает, что в рассматриваемом узле сети будет иметь место снижение напряжения и работа будет продолжаться при $U' < U_н$.

Увеличение напряжения до прежнего значения $U_н$ может быть обеспечено только при переходе на новую статическую характеристику *I′* передающей части (точка *b*). Это может быть обеспечено с помощью устройств для автоматического регулирования напряжения. Необходимый резерв реактивной мощности определяется разностью ординат *а* и *b*.

Несимметрия напряжений характеризуется значениями напряжений обратной и нулевой последовательностей (см. § 3-1). В результате увеличиваются суммарные значения отклонений от номинального напряжения и, следовательно, ухудшается режим напряжений у ЭП. Очень неблагоприятно влияет напряжение обратной последовательности, даже небольшой величины, на работу вращающихся электрических машин. В них токи обратной после-

довательности получаются значительными по величине— в 5—7 раз больше значений напряжений обратной последовательности. При этом возникают вращающееся магнитное поле обратной последовательности, э. д. с. и токи двойной частоты в цепях роторов, что приводит к дополнительному нагреву соответствующих частей машины.

В случае наличия токов обратной и нулевой последовательностей увеличиваются суммарные токи в отдельных фазах элементов сети, что приводит к увеличению потерь мощности и энергии и может быть недопустимо с точки зрения нагрева. Токи нулевой последовательности протекают постоянно через заземлители. При этом дополнительно высушивается грунт и увеличивается сопротивление заземляющих устройств. Это может быть недопустимым с точки зрения работы релейной защиты, а также из-за усиления воздействия на низкочастотные установки связи, устройства железнодорожной блокировки.

Для предотвращения указанных неприятных явлений в ГОСТ для всех ЭП допускается напряжение обратной последовательности в пределах только до 2% номинального. Для асинхронных электродвигателей разрешается несколько увеличить это значение в зависимости от их коэффициента загрузки. Величина напряжения нулевой последовательности не регламентируется. Однако для трехфазных распределительных сетей с однофазными ЭП указывается, что действующие значения напряжений у ЭП не должны выходить за допустимые пределы при учете всех влияющих факторов — напряжений обратной и нулевой последовательностей, отклонений напряжения прямой последовательности и гармоник напряжения.

В целях снижения или устранения несимметрии напряжений или токов в каком-либо участке сети применяют специальные симметрирующие устройства (см. § 4-3).

Несинусоидальность напряжений характеризуется наличием помимо гармоники основной частоты U_1 слагающих гармоник U_γ других высших частот.

В целом несинусоидальные режимы обладают теми же недостатками, что и несимметричные. Однако из-за большей частоты несинусоидальные токи приводят к большему дополнительному нагреву вращающихся машин, а также к большему дополнительному нагреву и увеличенным диэлектрическим потерям в конденсаторах. Возможно также возникновение резонансных явлений в сетях на высших частотах. При этом резко возрастают зна-

чения токов и напряжений на отдельных участках сети. Для снижения или устранения высших гармоник применяют специальные фильтры, создающие короткозамкнутую цепь для соответствующей гармоники. При этом исключается ее распространение в остальной части сети.

4-2. Регулирование напряжения при симметричных режимах

Требования к режиму напряжений в электрических сетях. Режим напряжений в электрических сетях должен быть таким, чтобы в первую очередь были выполнены технические требования в отношении допустимых откло-

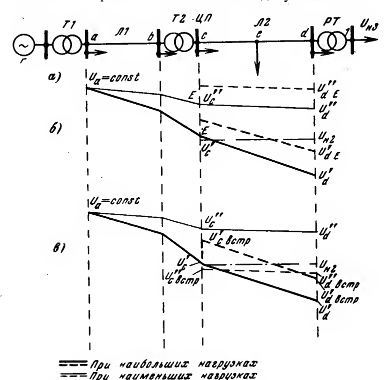


Рис. 4-3. К определению отклонений напряжения на шинах ЦП.

а — принципиальная схема сети; *б* — диаграмма напряжений при отсутствии регулирования напряжения на шинах ЦП; *в* — то же при встречном регулировании напряжения на шинах ЦП.

Примечание: значения напряжений в режиме наибольших нагрузок отмечены индексом ′, а в режиме наименьших нагрузок — индексом ″.

ний от номинального напряжения для ЭП и аппаратов, присоединяемых к этим сетям (см. § 4-1). В ряде случаев изменение режима напряжений может привести к определенному улучшению экономических показателей работы систем электроснабжения потребителей в целом или их отдельных звеньев (см., например, § 7-3). Более подробно эти вопросы рассматриваются в специальной литературе (см. [Л. 22, 29, 36 и др]).

Современные системы электроснабжения потребителей характеризуются значительной протяженностью и многоступенчатой трансформацией напряжений (см., например, рис. 1-1). В каждом звене системы электроснабжения — линии, трансформаторе имеют место потери напряжения. Они зависят от параметров схемы замещения данного звена и от его нагрузки. В режимах наибольших нагрузок потери напряжения больше, в режимах малых нагрузок величина потерь напряжения соответственно уменьшается. Для иллюстрации рассмотрим изменение режима напряжений в системе электроснабжения, принципиальная схема которой представлена на рис. 4-3,*а*.

От генераторов *Г* электростанции через трансформаторы *T1* электроэнергия поступает в линию *Л1* питающей сети напряжением 110 *кв* и далее в трансформаторы *T2* районной подстанции со вторичным напряжением 6—10 *кв*. Шины 6—10 *кв* этой подстанции являются центром питания *ЦП* распределительных сетей. Для примера на схеме показана линия *Л2* распределительной сети 6—10 *кв*, к которой в точках ***c***, ***e*** и ***d*** присоединены распределительные трансформаторы *РТ*. От шин *1* вторичного напряжения *РТ* питаются линии распределительной сети 380 *в*, к которым присоединяются ЭП (для упрощения предполагаем, что к распределительной сети 6—10 *кв* ЭП не присоединяются).

Предположим, что на шинах высшего напряжения электростанции (точка *а*) поддерживается постоянное напряжение при всех режимах нагрузок $U_а = \text{const}$.

На диаграмме рис. 4-3,*б* изменение напряжения вдоль линий условно изображено прямыми линиями. Напряжения всех электрических ступеней приведены к напряжению одной ступени. Сплошными линиями показаны напряжения в режимах наибольшей и наименьшей нагрузок при отсутствии в сети каких-либо средств для изменения режима напряжения. В этом случае в линиях распределительной сети имеют место значительные от-

клонений от номинального напряжения (точки U'_d и U''_d на рис. 4-3,*б*). Очевидно, что это затрудняет, а в ряде случаев и не позволяет обеспечить допустимые отклонения напряжений у ЭП. Изменение коэффициента трансформации трансформатора *Т2* в данном случае не улучшает режима напряжения в распределительной сети, так как напряжения на шинах *ЦП* при этом увеличиваются на некоторую величину *E* во всех режимах одинаково. Таким образом, размах отклонений от номинального напряжения в пункте *d* оказывается по-прежнему недопустимо большим (точки U'_{dE} и U''_{dE} на рис. 4-3,*б*).

Режим напряжений в распределительной сети может быть улучшен, например, с помощью автоматического регулирования коэффициента трансформации трансформатора *Т2*. При этом на шинах *ЦП* будет обеспечено так называемое *встречное или согласное регулирование напряжения* [Л. 34]. Под встречным регулированием напряжения понимают повышение напряжения до $+5 \div 8\%$ номинального напряжения в режиме наибольших нагрузок ($U'_{с\,встр}$ на рис. 4-3,*в*) и понижение напряжения до номинального (или ниже) в режимах наименьших нагрузок ($U''_{с\,встр}$ на рис. 4-3,*в*) при линейном изменении в зависимости от величины нагрузки. Регулирование напряжения (штриховые линии на рис. 4-3,*в*) необходимо для обеспечения требуемого режима напряжений у ЭП.

Следует иметь в виду, что автоматическое регулирование коэффициента трансформации трансформаторов (а также автотрансформаторов и линейных регуляторов) производится не плавно, а с определенной зоной нечувствительности.

Зоной нечувствительности (или, иначе, мертвой зоной) называют некоторую полосу изменения напряжения, при которой не происходит срабатывания регулирующей аппаратуры. Ее величина зависит от *ступени регулирования*, которой называется напряжение между двумя соседними регулировочными ответвлениями трансформаторов с устройством РПН (см. § 1-3). Например, для трансформаторов 110 *кв* ступень регулирования равна 1,78% от напряжения среднего ответвления (115 *кв*). Зона нечувствительности автоматического регулятора напряжения должна быть больше ступени регулирования трансформатора на некоторую величину (около 0,5%), так как иначе регулятор будет работать неустойчиво,

т. е. будут иметь место многочисленные бесцельные срабатывания переключающих устройств.

Понятие о допустимой потере напряжения в распределительной сети. Рассмотрим приведенную на рис. 4-4,*а* схему простейшей распределительной сети одного напряжения — линии 380 *в*, отходящей от шин *1* распределительного трансформатора РТ с высшим напряжением 6—10 *кв* и питающей три ЭП (*1*, *2*, и *3*). Примем для упрощения, что нагрузки линии *13* одинаковы по величине и длины участков *12* и *23* равны. Тогда режим напряжения в линии *13* изобразится прямой линией. В режиме наибольших нагрузок в линии будет наибольшая потеря напряжения $\Delta U'$, а в режиме наименьших нагрузок (например, ночью) — наименьшая $\Delta U''$. Отклонения от номинального напряжения вдоль линии *13* не должны выходить за предельные значения, допустимые для присоединенных к линии ЭП. Для простоты допустим, что эти значения не должны превышать $\pm 5\%$, на рис. 4-4,*б*, *в* они представлены штрих-пунктирными линиями.

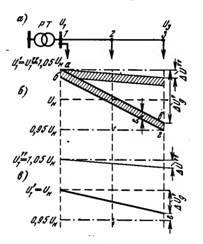


Рис. 4-4. К определению допустимой потери напряжения в простейшей распределительной сети.

а — принципиальная схема; *б* — диаграмма напряжений при $U'_1 = U''_1 = 1{,}05\,U_н$, *в* — то же при $U'_1 = U_н$ и $U''_1 = 1{,}05 U_н$.

Предположим, что на шинах вторичного напряжения РТ во всех режимах поддерживается одинаковое напряжение, равное предельно допустимому значению для ЭП, присоединенного в п. *1*, —$1{,}05 U_н$. Поддержание стабильным этого значения напряжения может быть обеспечено с помощью автоматического изменения коэффициента трансформации трансформатора в ЦП (см. рис. 4-3,*а*). Поскольку автоматический регулятор имеет определенную зону нечувствительности ε, то напряжение в п. *1* может быть представлено не одной величиной, а некоторым отрезком (*аб*). Соответственно изменение режима

напряжеиий вдоль линии *13* следует представить не линией, а иекоторой полосой иапример, *абвг,* шириια которой равиа ε. На рис. 4-4,*б* эти полосы для режимов наибольших и наимеиьших иагрузок заштрихованы. Обычно при изображеиии графиков измеиеиия режима напряжения вдоль линии электрической сети изображают только верхнюю граиицу указаииой полосы (см. рис. 4-4,*в*), подразумевая при этом имеющуюся зоиу иечувствительиости.

Режим иапряжеиий в линии *13* при иаибольших иагрузках должеи быть таким, чтобы полоса *абвг* ие выходила за пределы допустимых отклоиеиий иапряжеиий у ЭП. Это озиачает, что при прииятых допущеииях точка *г* должиа соответствовать иапряжеиию ие ииже $0{,}95U_н$, а точка *в* — иапряжению $0{,}95U_в+\varepsilon$. Таким образом, в рассматриваемом случае величииа допустимой потери напряжения в лииии *13* ие должиа превышать

$$\Delta U'_д = U'_1 - U'_3 - \varepsilon,$$

что при величиие зоиы иечувствительности, равиой, иапример, 2,5%, составит: $\Delta U'_д = (1{,}05-0{,}95-0{,}025)\,U_н$ или 7,5%.

Предположим, что в соответствии с режимом напряжения на шииах ЦП иапряжеиие в точке *1* при иаибольших нагрузках составляет $U'_1=U_н$, а в режиме иаимеиьших иагрузок $U''_1=1{,}05U_н$ (рис. 4-4,*в*). В этом случае в лииии *13* можио допустить потерю иапряжеиия

$$\Delta U'_д = U'_1 - U'_3 - \varepsilon = U_н -$$
$$-0{,}95U_н - 0{,}025U_н = 0{,}025U_н,$$

т. е. только 2,5%.

Таким образом, при поиижеиии иапряжеиия в начале лииии 380 *в* в режиме иаибольших иагрузок допустимая потеря иапряжеиия в ней умеиьшается.

Распределительиые трансформаторы с высшим иапряжеиием 6—10 *кв* обычио ие снабжаются устройством РПН, так как это связаио со зиачительным увеличением их стоимости (см. § 1-3). В связи с этим режим напряжений на шииах вторичиого напряжеиия РТ зависит от режима напряжеиий в ЦП, от потери иапряжеиия в распределительной сети 6—10 *кв* и коэффициеита траисформации РТ. Рассмотрим этот вопрос подробиее для простейшей схемы — лииии 6—10 *кв* с присоединеиым на коице ее одним РТ и лииией 380 *в* (*Л3*) (рис. 4-5).

Стандартные РТ 6-10/0,4 *кв* имеют в настоящее время пять регулнровочных ответвленнй на первнчной обмотке (§ 1-3). Среднее ответвленне на 6 нлн 10 *кв;* остальные ответвлення дают ±2,5 н ±5% дополнительно. Еслн к первнчной обмотке РТ прн нспользованин основного вывода (среднего ответвлення) подвестн напряженне, равное еднннце, то на стороне вторнчного напряжения прн холостом ходе напряженне будет равно 1,05. Это равносильно добавке напряжения $E=5\%$. Прн нзмененнн ответвлення можно получить дополнительную добавку на ±2,5 нлн ±5%. Такнм образом, прн нспользованнн



Рис. 4-5. Простейшая схема распределительной сети двух напряжений.

разлнчных ответвленнй первнчных обмоток РТ может дать суммарную добавку напряжения $E=+10$, $+7,5$, $+5$, $+2,5$, 0% (выбор ответвленнй трансформаторов рассмотрен нвже).

Напряженне $U_{РТ}$ на вторнчных шинах РТ определяется величиной напряжения на шннах ЦП $U_{ЦП}$, потерей напряжения в линнн *Л2* $\Delta U_{Л2}$, потерей напряжения в РТ $\Delta U_{РТ}$ н велнчиной добавкн напряжения E в соответствии с выбранным коэффнцнентом трансформацнн РТ:

$$U_{РТ}=(U_{ЦП}-\Delta U_{Л2}-\Delta U_{РТ}+E)\,U_н.$$

Допустим, что $U_{ЦП}=1{,}05U_н$; $\Delta U_{Л_2}=2{,}5\%$; $\Delta U_{РТ}=2{,}5\%$ н $E=+5\%$. Прн этом напряженне на вторичных шинах РТ будет равно:

$$U_{РТ}=(1{,}05-0{,}025-0{,}025+0{,}05)\,U_н=1{,}05U_н,$$

что соответствует режнму, рассмотренному на рнс. 4-4,*б*. В этом случае величина допустнмой потерн напряжения в сетн 380 *в* получается нанбольшей. Прн велнчнне потерн напряжения в лнннн *Л2*, равной $\Delta U_{Л_2}=5\%$, следует нзменнть коэффициент трансформацнн РТ так, чтобы $E=+7{,}5\%$. И в этом случае напряжение на вторнчных шннах РТ будет равно $1{,}05U_н$. Еслн же потеря напряже-

ния в линии *Л2* равна, например, 4%, то при $E=5\%$ $U_{РТ}=1{,}035U_{н}$. Увеличить добавку напряжения РТ до $E=7{,}5\%$ в данном случае нельзя, так как $U_{РТ}$ при этом получится равным $1{,}06U_{н}$, что не удовлетворяет принятым исходным условиям. В результате величина допустимой потери напряжения в сети 380 *в* в данном случае должна быть уменьшена на 1,5%.

Таким образом, величина допустимой потери напряжения в распределительной сети может быть однозначно определена только для заранее известных конкретных условий: значений допустимых отклонений от номинального напряжения на зажимах ЭП, режима напряжений в ЦП, величины зоны нечувствительности автоматического регулятора трансформатора ЦП, величины добавки напряжения РТ (в соответствии с его регулировочными ответвлениями) и т. п. Следует иметь в виду, что даже в наиболее благоприятных условиях величина допустимой потери напряжения в распределительной сети напряжением до 1 000 *в* получается не очень большой — не более 7,5—6% номинального напряжения. В ряде случаев эта величина оказывается существенно меньшей. Это приводит к необходимости принятия специальных мер по снижению потерь напряжения в этих сетях и, в частности, к необходимости увеличения сечений проводов (см. § 6-5, пример 6-3), что может существенно повысить стоимость сети. В распределительных сетях напряжением 6—20 *кв* величина допустимой потери напряжения обычно оказывается большей. При наличии встречного регулирования напряжения на шинах ЦП она может достигать 10—12% номинального напряжения. В большинстве случаев такая величина $\Delta U_{д}$ оказывается достаточной. Увеличение сечений проводов при этом может потребоваться лишь в случае весьма протяженных сетей, например в сельских районах.

Способы улучшения и регулирования напряжения в электрических сетях. В целях обеспечения допустимых отклонений напряжения на зажимах ЭП применяют различные способы и средства улучшения и регулирования напряжения. При этом под *регулированием* понимается автоматическое текущее изменение напряжения по желаемому закону. Под улучшением напряжения понимается какое-либо мероприятие, проводимое на длительный период времени и улучшающее режим напряжений, например, изменение рабочего положения регулировочного

ответвления нерегулируемого трансформатора. В дальнейшем для краткости употребляем в основном термин «способы регулирования напряжения», понимая его более широко.

Принципиально способы регулирования напряжения можно разделить на две основные группы: 1) изменение величины потери напряжения в элементах сети и 2) регулирование величины напряжения на питающем или приемном конце сети — регулирование возбуждения генераторов и коэффициента трансформации трансформаторов с РПН.

Целесообразность применения того или иного способа регулирования напряжения определяется местными условиями в зависимости от протяженности сети и ее схемы, резерва реактивной мощности и т. п. (см. § 6-7). Ниже рассмотрены наиболее часто применяемые способы улучшения и регулирования напряжения, для каждого из них указаны целесообразные области использования.

а) Изменение величины потери напряжения в сети

Потеря напряжения в элементах сети — линиях и трансформаторах, определяемая по формуле

$$\Delta U = \frac{PR + QX}{U_н},$$

зависит от номинального напряжения, нагрузки сети и ее электрического сопротивления.

Номинальное напряжение сети выбирают на основании технико-экономических расчетов, учитывающих первоначальные затраты на сооружение и расходы на эксплуатацию сети (см. § 6-6). Поэтому применение повышенных номинальных напряжений только из соображений уменьшения потери напряжения в сети обычно экономически не оправдывается.

Таким образом, изменять величину потери напряжения в сети практически возможно только путем изменения сопротивления сети или ее нагрузки.

1) *Снижение сопротивления сети.* Сопротивления линий зависят от материала и сечения проводов или жил кабелей, от конструктивного выполнения сети (воздушная или кабельная) и от числа параллельно работающих цепей. Материал и конструктивное выполнение линий обычно выбирают независимо от условий режима напряжений. Число параллельно работающих линий или трансформаторов также, как правило, определяется по другим

условиям (надежность электроснабжения потребителей, пропускная способность и т. д.).

Практически снижение сопротивлений сети связывают с изменением режима напряжений в ней только в двух случаях: а) при выборе сечений проводов и жил кабелей с учетом отклонений напряжения у ЭП по допустимой величине потери напряжения (см. § 6-5) и б) при применении последовательного включения конденсаторов в воздушных линиях.

Последовательное включение конденсаторов К (продольная емкостная компенсация) показано на рис. 4-6,

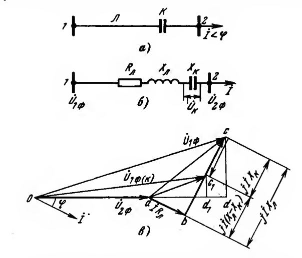


Рис. 4-6. Последовательное включение конденсаторов в линию.

а — принципиальная схема; *б* — схема замещения; *в* — векторная диаграмма.

где приведены схема замещения линии и векторная диаграмма токов и напряжений. Вектор падения напряжения на конденсаторе $\dot U_к = j\dot I X_к$ (отрезок cc_1) сдвинут по фазе на 180° от вектора падения напряжения на индуктивном сопротивлении линии $\dot U_л = j\dot I X_л$ (отрезок bc). Соответственно этому потеря напряжения в линии определяется отрезком ad_1 (вместо ad в линии без конденсаторов) и может быть вычислена по следующей формуле, которая выводится аналогично формуле (2-21):

$$\Delta U = \sqrt{3} I_а R_л + \sqrt{3} I_р (X_л - X_к) = \Delta U_а + \Delta U_р. \quad (4\text{-}1)$$

Таким образом, последовательно включенные в линию конденсаторы компенсируют часть ее индуктивного сопротивления. Тем самым уменьшается соответствующая слагающая ΔU_p потери напряжения в линии и создается как бы некоторая переменная добавка напряжения в сети, зависимая от нагрузки.

Из (4-1) видно, что последовательное включение конденсаторов целесообразно лишь в воздушных сетях при значительной реактивной составляющей тока (I_p) или реактивной мощности — при коэффициенте реактивной мощности $\operatorname{tg}\varphi \geqslant 0{,}75 \div 1{,}0$. Если коэффициент реактивной мощности близок к нулю, потеря напряжения в воздушной линии определяется в основном активным сопротивлением и слагающей ΔU_a. В этих случаях компенсация индуктивного сопротивления нецелесообразна.

Последовательное включение конденсаторов очень эффективно при резких колебаниях нагрузки, так как регулирующий эффект конденсаторов — величина добавки напряжения, пропорционален величине нагрузки и автоматически изменяется при изменениях его величины практически безынерционно.

Поэтому последовательное включение конденсаторов целесообразно применять в воздушных сетях 35 *кв* и ниже, питающих резко переменные нагрузки с относительно низким коэффициентом мощности. Конденсаторы часто устанавливают непосредственно на опорах воздушных линий. Их используют также в промышленных сетях с резко переменными нагрузками.

2. *Изменение нагрузок сети.* Нагрузка электрической сети определяется мощностью, одновременно потребляемой присоединенными к ней ЭП и теряемой в элементах сети. Активная мощность вырабатывается только генераторами электростанций, что не позволяет изменять активную нагрузку сети в целях изменения потерь напряжения в ней.

В противоположность этому реактивная мощность может вырабатываться не только генераторами электростанций, но и специальными генераторами реактивной мощности, обычно называемыми *компенсирующими устройствами* КУ. К числу их относятся СК и БК, устанавливаемые в электрических сетях и вблизи потребителей, а также СД, работающие в режиме перевозбуждения (см. § 1-4). Мощность КУ, которые должны быть установлены в той или иной сети, определяется специ-

альными технико-экономическими расчетами с учетом условий обеспечения резерва реактивной мощности в соответствующем узле электрической системы (см. § 6-7). При наличии КУ необходимая реактивная мощность может вырабатываться различными источниками при разном их участии. Регулируя долю выработки реактивной мощности различными источниками, можно изменять величину потери напряжения на рассматриваемом участке

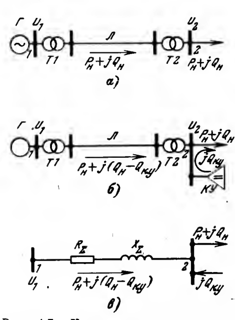


Рис. 4-7. Применение компенсирующих устройств для регулирования напряжения.
а и *б* — принципиальные схемы передачи; *в* — схема замещения.

сети. Это следует из формулы для определения потери напряжения на участке сети с сопротивлениями $R_Σ$ и $X_Σ$ при мощности нагрузки $P_н+jQ_н$ (для упрощения потери мощности в данном примере не учитываются) (рис. 4-7):

$$\Delta U = \frac{P_н R_Σ}{U_н} + \frac{(Q_н - Q_{к.у}) X_Σ}{U_н}, \qquad (4\text{-}2)$$

где $Q_{к.у}$ — мощность КУ.

Изменяя величину $Q_{к.у}$, можно изменить величину потери напряжения. Отсюда следует, что снабдив КУ авто-

матическим регулятором, можно использовать КУ в целях регулирования напряжения в сети местными средствами. В частности, это имеет место в случае применения управляемых БК. Эффект регулирования получается тем большим, чем больше реактивное сопротивление питающей части сети и генерируемая БК реактивная мощность.

Относительное повышение напряжения в конце линии при наличии БК мощностью $Q_к$ приближенно равно величине $\frac{Q_к X_\Sigma}{10U_н^2}$ в процентах от номинального напряжения, где $Q_к$, *квар*, $U_н$, *кв*, а X_Σ, *ом*. Отсюда может быть определена величина удельной мощности батареи конденсаторов $Q_{к0}$, которая необходима для повышения напряжения в конце линии на 1%:

$$Q_{к0} \approx \frac{10U_н^2}{X_\Sigma}. \quad (4\text{-}3)$$

Из (4-3) видно, что величина удельной мощности батареи конденсаторов, необходимая для повышения напряжения в конце линии на 1%, зависит от номинального напряжения ее и индуктивного сопротивления X_Σ. Очевидно, что при малых значениях индуктивного сопротивления сети и более высоком ее номинальном напряжении величина мощности БК, требуемая для соответствующего повышения напряжения на 1%, значительно увеличивается.

Аналогичное изменение режима напряжений в сети имеет место в случае использования в качестве компенсирующих устройств СК или СД. В режиме перевозбуждения они генерируют реактивную мощность, а в режиме недовозбуждения потребляют ее. Последнее свойство СД и СК может быть использовано с целью повышения потери напряжения в сети, а следовательно, и снижения напряжения на шинах нагрузки при неизменной величине напряжения в начале линии. Необходимость в этом может иметься, например, в режимах малых нагрузок. Экономическая целесообразность этого мероприятия требует дополнительной проверки, так как увеличение передаваемой реактивной мощности связано с увеличением потерь энергии в сети.

б) Регулирование возбуждения генераторов электростанций

Этот способ регулирования позволяет изменять напряжение в сети в относительно небольших пределах. Генератор выдает номинальную мощность при отклонениях напряжения на его выводах не более $\pm 5\%$ номинального. При бо́льших отклонениях мощность генератора должна быть снижена. Практически применение этого способа регулирования может обеспечить необходимый режим напряжений для близлежащих потребителей, питающихся с шин генераторного напряжения электростанции.

в) Регулирование коэффициента трансформации трансформаторов, автотрансформаторов и линейных регуляторов

Изменение коэффициента трансформации трансформаторов (автотрансформаторов) под нагрузкой производят при наличии встроенного устройства для регулирования напряжения (РПН). При отсутствии устройства РПН — на трансформаторах с ПБВ, последовательно с ними включают линейные регуляторы (со стороны обмотки низшего напряжения). При этом коэффициент трансформации можно менять в широких пределах (см. § 1-3).

Линейные регуляторы значительно дороже устройств для регулирования напряжения в трансформаторах с РПН. Поэтому их целесообразно применять при реконструкции существующих сетей, когда нерационально заменять основные трансформаторы регулируемыми.

При помощи трансформаторов (автотрансформаторов) с РПН или трансформаторов с ПБВ и последовательно включенными линейными регуляторами весьма просто и достаточно экономично осуществляется встречное регулирование напряжения на шинах ЦП.

Рис. 4-8. Приниципиальная схема трансформатора номинальной мощностью $S_н$ с коэффициентом трансформации $k_т$.

Трансформаторы с ПБВ должны отключаться от сети для изменения коэффициента трансформации. В связи с этим изменение коэффициента трансформации таких трансформа-

торов производят крайне редко, например при сезонном изменении нагрузки. Для них очень важно правильно выбрать коэффициент трансформации таким образом, чтобы режим напряжений при изменениях нагрузок был по возможности наилучшим.

Выбор коэффициентов трансформации двухобмоточных трансформаторов производим в соответствии с принципиальной схемой, изображенной на рис. 4-8. Нагрузка трансформатора характеризуется полной мощностью $\dot{S}_2$ и коэффициентом мощности $\cos\varphi$ или активной и реактивной мощностью. Трансформатор характеризуется номинальной мощностью $S_н$ и некоторым коэффициентом трансформации, определяемым в соответствии с формулой (2-12):

$$k_т = U_I/U_{II},$$

где U_I — номинальное напряжение регулировочного ответвления первичной обмотки; U_{II} — номинальное напряжение вторичной обмотки.

Напряжение на первичной стороне трансформатора равно $\dot{U}_1$, на вторичной стороне $\dot{U}_2$.

Допустим, что из расчета или на основании замеров известна величина напряжения $\dot{U}_1$ на стороне первичной обмотки трансформатора. Известна также величина напряжения $U_{2ж}$, которую желательно иметь на вторичной стороне трансформатора. Требуется выбрать коэффициент трансформации или, что то же, подобрать номинальное напряжение соответствующего регулировочного ответвления на первичной обмотке трансформатора при заданной его нагрузке. При этом с достаточной степенью точности можно вести расчет по модулям напряжений U_1 и U_2, так как сдвиг по фазе между векторами этих напряжений обычно мал.

Определяем величину потери напряжения $\Delta U_т$ в трансформаторе, например, по формуле (2-27) или (2-27а), в единицах, приведенных к стороне ВН трансформатора. Вычитая $\Delta U_т$ из U_1, получаем напряжение на вторичной стороне трансформатора, приведенное к первичной стороне [см. формулу (2-26)]:

$$U_{2вн} = U_1 - \Delta U_т. \qquad (4\text{-}4)$$

Желаемое значение напряжения на вторичной стороне трансформатора будет равно:

$$U_{2ж} = \frac{U_{2вж}}{k_т} = \frac{U_{2вж}U_{II}}{U_I}, \qquad (4\text{-}5)$$

откуда может быть найдено искомое значение U_I регулировочного ответвления:

$$U_I = \frac{U_{2вн} U_{II}}{U_{2ж}}. \qquad (4\text{-}5а)$$

Пример 4-1. На районной подстанции установлен трехфазный двухобмоточный трансформатор типа ТДН-10000/115 мощностью 10 *Мва* с РПН в диапазоне 115 *кв*±9×1,78%. Номинальное напряжение вторичной обмотки U_{II}=11 *кв*. Напряжение короткого замыкания 10,5%.

Наибольшая нагрузка трансформатора составляет $\dot{S}=8+j5$ *Мва*. На первичной стороне трансформатора в этом режиме поддерживается напряжение U_1=120 *кв*, желаемое напряжение на вторичной стороне при этом должно быть $U_{2ж}$=10,5 *кв*. В режиме наименьших нагрузок $\dot{S}=5+j2$ *Мва*, U_1=114 *кв*, $U_{2ж}$=10 *кв*.

Требуется подобрать регулировочные ответвления трансформатора для заданных режимов нагрузки и проверить приемлемость располагаемого диапазона регулирования.

Решение. Потери напряжения в трансформаторе (в процентах) определяем по формуле (2-27а), для перевода полученных значений в киловольты умножаем их на номинальное напряжение сети 110 *кв*:

в режиме наибольших нагрузок

$$\Delta U_т \approx \frac{5}{10} \cdot 10,5 = 5,25\%, \text{ или } 5,8 \text{ кв}$$

и в режиме наименьших нагрузок

$$\Delta U_т \approx \frac{2}{10} \cdot 10,5 = 2,1\%, \text{ или } 2,3 \text{ кв}.$$

Напряжение на вторичной стороне трансформатора, приведенное к первичной стороне, в соответствии с формулой (4-4):

в режиме наибольших нагрузок

$$U_{2вн} = 120 - 5,8 = 114,2 \text{ кв};$$

в режиме наименьших нагрузок

$$U_{2вн} = 114 - 2,3 = 111,7 \text{ кв}.$$

Требуемое рабочее положение регулировочного ответвления в соответствии с формулой (4-5а):

в режиме наибольших нагрузок

$$U_I = \frac{114,2 \cdot 11}{10,5} = 119,5 \text{ кв}$$

(регулировочное ответвление 119,1 *кв*; $U_н+2 \cdot 1,78\%$);

в режиме наименьших нагрузок

$$U_I = \frac{111,7 \cdot 11}{10} = 123 \text{ кв}$$

(регулировочное ответвление 123,2 *кв*, $U_н+4 \cdot 1,78\%$).

Таким образом, располагаемый диапазон регулирования является достаточным.

4-3. Понятие о симметрировании несимметричного режима и уменьшении токов высших гармоник

Несимметричные режимы не всегда могут оказаться допустимыми (см. § 4-1). Некоторые, особо неблагоприятные несимметричные режимы, недопустимые для ЭП и оборудования, должны быть запрещены. В ряде случаев возникает необходимость в проведении специальных мероприятий по снижению несимметрии напряжений в сети, так называемое «симметрирование» режима. Под *симметрированием* здесь понимается снижение или устранение несимметрии по всей сети одновременно или в отдельных ее частях или ветвях.

В некоторых случаях симметрирование достигается очень простыми средствами. Например, для снижения токов и напряжений обратной и нулевой последовательностей, возникающих во всей сети в случае отключения фазы линии, достаточно снизить значение тока прямой последовательности в месте отключения. Такое решение может быть, например, допустимо в тех случаях, когда линия имеет характер соединительной. В этом случае снижение нагрузки линии может быть произведено без ущерба для потребителей.

Более универсальным является принцип симметрирования, основанный на создании компенсирующих токов обратной последовательности, что является более существенным для электрических сетей. Компенсирующие токи обратной последовательности могут быть получены с помощью БК, которые в достаточно большом количестве применяются для компенсации реактивной мощности в электрических сетях.

Симметрирование режима может быть обеспечено при несимметричном включении БК между фазами. При этом необходимое сочетание мощностей БК, включаемых между отдельными фазами, не должно быть стабильным. Оно зависит от вида несимметрии, параметров сети, т. е. в конечном счете от величины и фазы компенсируемого тока обратной последовательности $\dot{I}_2$. Для обеспечения компенсации токов обратной последовательности, которые могут возникнуть при различных возможных несимметричных режимах, необходимо иметь возможность переключать БК с одних фаз на другие. Это может быть осуществлено с помощью специально предусмотренной

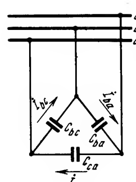


Рис. 4-9. Принципиальная схема включения батареи однофазных конденсаторов треугольником.

коммутационной аппаратуры. Переключения могут производиться в большинстве случаев вручную, так как время, требуемое для их выполнения при наличии дежурного персонала, относительно мало — не более 10—20 *мин.* В течение этого периода времени может быть допущена работа ЭП с ухудшенными показателями.

Соотношение между емкостями БК, которые должны быть включены в различных фазах для компенсации требуемого значения тока обратной последовательности, может быть определено следующим образом.

На рис. 4-9 представлена принципиальная схема включения батареи однофазных конденсаторов треугольником. Значения емкостей C_{ab}, C_{ac} и C_{bc} могут быть любыми по величине. Если к данной БК приложена система симметричных фазных напряжений $\dot{U}_1$, то в данном ответвлении от сети будут протекать токи $\dot{I}_a$, $\dot{I}_b$ и $\dot{I}_c$. Разложив эти токи на симметричные составляющие, после соответствующих преобразований (см. § 3-1 и [Л. 25]) получаем:

ток прямой последовательности

$$\dot{I}_1 = j\dot{U}_1 \frac{\omega}{3} (C_{ab} + C_{bc} + C_{ca}) \tag{4-6}$$

и ток обратной последовательности

$$\dot{I}_2 = j\dot{U}_1 \frac{\omega}{3} (\dot{a}C_{ab} + C_{bc} + \dot{a}^2 C_{ca}). \tag{4-7}$$

Из выражения (4-6) видно, что ток прямой последовательности, создаваемый данной БК, не зависит от распределения конденсаторов между фазами. Он определяется суммарной емкостью включенной БК. В то же время ток обратной последовательности [формула (4-7)] в значительной степени зависит от распределения конденсаторов между фазами. Он пропорционален эквива-

лентной емкости БК:

$$C_c = j\,(\dot{a}C_{ab} + C_{bc} + \dot{a}^2 C_{ca}). \qquad (4\text{-}8)$$

Из формул (4-7) и (4-8) видно, что с помощью несимметричной группы БК можно создать ток, компенсирующий ток обратной последовательности с любым аргументом (рис. 4-10). Для этого достаточно в две стороны треугольника включить дополнительные конденсаторы, кроме тех, которые составляют симметричную группу. Практически приходится пересоединять конденсаторы с одних фаз на другие.

Для определения емкости указанных дополнительных конденсаторов нужно произвести разложение требуемого значения $\dot{I}_2$ тока обратной последовательности (полученного на основании предварительных расчетов) по осям, в створе которых находится соответствующий вектор (рис. 4-11). На рис. 4-11 требуемый вектор тока обратной последовательности оказался расположенным в створе осей фаз $b—c$ и $c—a$. Если оси проградуировать по значениям емкостей, то такое разложение сразу определяет дополнительную емкость в каждой из фаз треугольника.

Рис. 4-10. Диаграмма для определения емкостей несимметричной группы БК для различных заданных значений $\dot{I}'_2$, $\dot{I}''_2$ и $\dot{I}'''_2$ токов обратной последовательности при несимметричных режимах работы линии.

Важно отметить, что независимо от того, между какими фазами сети включены конденсаторы, их компенсирующее действие для режима прямой последовательности остается неизменным и определяется суммарной емкостью (генерируемой реактивной мощностью) всех включенных в сеть БК.

Таким образом, БК могут одновременно выполнять двойную роль: а) они компенсируют реактивную мощность нагрузки; б) создают компенсирующий ток обратной последовательности. Первое условие определяет суммарную мощность включенных в работу конденсаторов, а второе — их распределение между фазами. При равно-

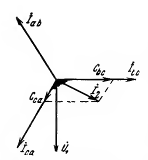


Рис. 4-11. Пример определения дополнительных емкостей C_{bc} и C_{ca} конденсаторов для заданного значения тока обратной последовательности $\dot{I}_2$.

мерном распределении по фазам создаваемый ими ток обратной последовательности равен нулю.

Для уменьшения токов высших гармоник в электрической системе или в отдельных ее ветвях наиболее надежным и эффективным средством является применение специальных фильтров [Л. 37]. Поперечный фильтр, например, представляет собой контур из последовательно соединенных индуктивности и емкости, настроенный на определенную частоту гармоники. Этот контур образует ветвь с малым сопротивлением, параллельную электрической системе, и таким образом шунтирует ее на частоте заданной гармоники, вследствие чего напряжение последней заметно снижается. Такие шунты могут применяться для любой гармоники, нежелательной в электрической системе или в местной сети. Поперечные фильтры могут присоединяться как в местах возникновения высших гармоник, так и в пунктах усиления гармоник или резонанса токов.

4-4. Контроль за качеством напряжения в распределительных сетях

Задача контроля. С течением времени в условиях эксплуатации электрических сетей изменяются их параметры и нагрузки. В связи с этим требуется систематическая проверка соответствия всех условий работы сети предъявляемым требованиям. В частности, должен осуществляться систематический контроль за одним из основных показателей качества электроэнергии — за качеством напряжения. Под *контролем за качеством напряжения* обычно понимается контроль за отклонениями напряжения в нормальных, установившихся длительных эксплуатационных режимах. Эпизодические, кратковременные, даже сравнительно большие значения отклонений напряжения (но без нарушения работы ЭП) представляют значительно меньший интерес, так как обычно они не имеют практического значения. В то же время

мероприятия по устранению кратковременных отклонений напряжения могут быть весьма дорогими и не оправдываться с экономической точки зрения.

В современных электрических системах обеспечение требуемого качества напряжения в электрических сетях и у потребителей практически не может быть осуществлено без применения устройств для регулирования напряжения. В то же время задача регулирования напряжения в распределительных сетях может быть выполнена достаточно успешно только тогда, когда все параметры, от которых зависит режим напряжений, находятся в определенных пределах. Так, технически допустимый режим напряжений может быть только тогда, когда рационально спроектирована электрическая сеть, правильно размещены компенсирующие и регулирующие устройства и правильно выбраны уставки их автоматических регуляторов, если верно установлены регулировочные ответвления у трансформаторов с ПБВ, а потери напряжения в распределительных сетях находятся в допустимых пределах и т. д. Вопросы организации контроля за всеми этими показателями еще недостаточно разработаны, что в известной мере объясняется сложностью их реализации.

Распределительные сети являются весьма разветвленными. К ним присоединяется значительное количество ЭП, от сетей 6—20 *кв* питаются многочисленные РТ. Поэтому исследование качества напряжения на зажимах всех ЭП или даже всех РТ практически невыполнимо. В связи с этим контроль за качеством напряжения должен проводиться в ряде характерных контрольных точек сети. Число их должно быть достаточным для оценки качества напряжения в распределительной сети в целом. В качестве таких контрольных точек должны выбираться пункты сети, являющиеся достаточно показательными и до которых просто могут быть определены потери напряжения. Например, при известных нагрузках и параметрах сети легко могут быть подсчитаны потери напряжения в пределах той или иной сети, в ряде случаев может быть заведомо известным, что потери в рассматриваемой сети или на ее участке весьма малы и т. п.

Контроль за режимом напряжений должен производиться для характеристики длительных нормальных эксплуатационных режимов. Этот контроль должен быть систематическим, длительным, с фиксацией существующего положения и желательно со статистической обра-

боткой результатов. Таким образом, контроль за режимом напряжений должен производиться обобщенно за определенный промежуток времени и для определенной части сети. При анализе результатов контроля надо знать, например, за счет чего получилось значительное отклонение полученного обобщенного показателя от желаемого: а) за счет большого отклонения напряжения, но очень кратковременного, или за счет большой длительности действия сравнительно небольшого отклонения напряжения; б) имелись ли отклонения напряжения, выходящие за технически допустимые пределы; в) в течение каких периодов времени имели место те или иные большие отклонения напряжения — в период большой нагрузки, когда это могло причинить неприятности или экономический ущерб потребителям, или в период малой нагрузки, когда это могло остаться почти незамеченным.

В распределительных сетях процесс изменения параметров рабочего режима является, как правило, случайным. Это связано прежде всего со случайным характером изменения нагрузок. В питающих сетях случайный характер изменения в большей степени справедлив лишь для отдельных типов нагрузок (тяговых, некоторых промышленных). Случайный характер изменения нагрузок приводит к случайному характеру изменения показателей качества напряжения. В этих условиях весьма эффективным является применение вероятностно-статистических (сокращенно вероятностных) методов контроля за качеством напряжения.

Применение вероятностных методов контроля. Наиболее действенным является непосредственный контроль за качеством напряжения в контрольных точках сети по так называемым гистограммам отклонений напряжения (см. [Л. 25, 36]. Как известно, *гистограммой* называется графическое представление статистического ряда исследуемого параметра режима, изменение которого носит случайный характер (рис. 4-12). При этом весь диапазон изменения данного параметра режима разделен на интервалы. Для каждого интервала i определяется частота (вероятность)

$$P_i = n_i/n$$

значений данной случайной величины, измеренных в пределах этого интервала (n — общее число проведенных измерений). В рассматриваемом случае исследуемым параметром режима является отклонение V от номинального

напряжения в некоторой контрольной точке сети, на зажимах характерного ЭП и т. п. По гистограмме можно судить о допустимости процесса изменения контролируемой величины.

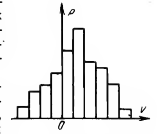


Рис. 4-12. Гистограмма случайной величины.

Гистограмму изменений отклонений напряжения можно выровнять (рис. 4-13), иначе говоря, представить в виде некоторой плавной кривой — дифференциальной функции или плотности распределения $f(V)$ величины V. Ординаты этой кривой определяют вероятность P_i появления значений V в некотором узком интервале около значения V_i.

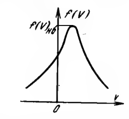


Рис. 4-13. Плавная кривая распределения случайной величины.

В настоящее время имеются специальные приборы, так называемые *статистические анализаторы качества напряжения* САКН. Они дают возможность путем измерений получить гистограмму отклонений напряжения непосредственно в месте присоединения их к сети. Для ориентировочной оценки качества напряжения САКН может включаться непрерывно в течение длительного периода времени, например недели. В целях более точного контроля следует включать САКН только в характерные часы суток, например, в периоды наибольших или наименьших нагрузок. Общий период измерений при этом также должен быть не менее недели. В результате получается гистограмма отклонений напряжений для исследуемого периода времени суток.

На кривой распределения, изображенной на рис. 4-14, видно, что наиболее вероятным значением рассматриваемой случайной величины отклонения напряжения V, является ее некоторое среднее значение, которому соответствует наибольшее значение плотности распределения $f(V)_{нб}$. Среднее ожидаемое значение случайной величины, называемое, как известно, *математическим ожиданием,* при статистическом ее определении равно среднему арифметическому из наблюденных значений V (для указания

среднего значения над буквой, характеризующей рассматриваемую случайную величину, ставится черта). Для дискретно изменяющейся случайной величины V среднее арифметическое значение ее равно:

$$\bar{V} = \frac{\sum_{i=1}^{n} V_i}{n} \qquad (4\text{-}9)$$

и для непрерывно изменяющейся величины

$$\bar{V} = \frac{1}{T} \int_0^T V\,dt, \qquad (4\text{-}9\text{a})$$

где n — число значений отклонений напряжения, полученных при наблюдении рассматриваемого процесса.

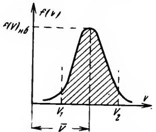


Рис. 4-14. Кривая нормального закона распределения.

В качестве обобщенного показателя рассеяния значений отклонений напряжения от математического ожидания (или от среднего арифметического) принимают *дисперсию случайной величины*. Она равна, как известно, математическому ожиданию отклонения квадрата случайной величины от ее математического ожидания. При статистическом определении вероятности дисперсия приближенно равна:

а) для дискретно изменяющейся величины

$$D = \sigma^2 = \frac{\sum_{i=1}^{n} (V_i - \bar{V})^2}{n}; \qquad (4\text{-}10)$$

б) для непрерывно изменяющейся величины

$$D = \sigma^2 = \frac{1}{T} \int^T (V - \bar{V})^2\,dt, \qquad (4\text{-}10\text{a})$$

где σ — так называемое стандартное отклонение, равное среднему квадратичному отклонению от среднего.

Существуют различные теоретические законы распределения случайных величин, которые используются для выравнивания получаемых гистограмм и которые описываются определенными аналитическими выражениями. Это упрощает исследование.

Достаточно широкое распространение при этом имеет так называемый *нормальный закон распределения* (закон Гаусса). Он дает хорошее приближение для ряда практических случаев. Аналитическое описание нормального закона — наиболее простое, оно зависит от двух параметров: математического ожидания случайной величины (или среднего арифметического из наблюденных величин) $\overline{V}$ и стандартного отклонения σ от среднего.

На рис. 4-14 изображена кривая распределения отклонений от номинального напряжения, соответствующая нормальному закону.

Уравнение этой кривой имеет вид:

$$f(V)=\frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}}e^{\frac{-(V-\overline{V})^2}{2\sigma^2}}. \qquad (4\text{-}11)$$

Для кривой распределения, подчиненной нормальному закону, может быть достаточно просто определена вероятность нахождения случайной величины V в любом интервале (V_1, V_2) (см. рис. 4-14). При этом используются табулированные значения так называемого интеграла вероятностей.

Кривые распределения нормального закона или измеренные гистограммы отклонений напряжения могут быть использованы для приближенной оценки вероятной доли электроэнергии, полученной при заданном качестве напряжения. В соответствии с ГОСТ 13109-67 не менее 95% общего количества электроэнергии, получаемой потребителями, должно быть обеспечено качеством напряжения в допустимых по ГОСТ пределах.

На основании анализа гистограмм отклонений напряжения, измеренных в электрических сетях, обслуживающий персонал может в случае необходимости воздействовать на изменение параметров сети, параметров регулирующих устройств и т. п. с целью улучшения режима напряжения. Более подробно эти вопросы рассматриваются в [Л. 4].

ГЛАВА ПЯТАЯ

НАДЕЖНОСТЬ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ И СПОСОБЫ ЕЕ ПОВЫШЕНИЯ

5-1. Исходные положения

Основным назначением электрических систем в целом и в частности электрических сетей является обеспечение достаточно обоснованного надежного электроснабжения потребителей. Перерыв электроснабжения вообще является нежелательным, а в ряде случаев может привести к весьма неприятным последствиям — нарушению нормального функционирования установок связи и транспорта, технологических процессов промышленных предприятий, нормальных условий жизни и деятельности населения. В связи с этим могут иметь место аварии на транспорте, порча ценного оборудования и брак продукции на промышленных предприятиях и т. п. Для предотвращения этого при проектировании и эксплуатации электрических сетей и систем принимают специальные меры для улучшения работы всех их элементов и повышения надежности электроснабжения потребителей. Очевидно, что эти мероприятия требуют вложения дополнительных материальных и денежных средств на сооружение резервных элементов, применения специальных устройств защиты и автоматики, более тщательного надзора за работой электроустановок в период их эксплуатации и т. д.

Естественно, что вопросы обеспечения надежности электроснабжения необходимо решать в зависимости от типа потребителей, характера местных условий и т. п. Эти вопросы регламентируются Правилами устройства электроустановок (ПУЭ) [Л. 34]. Для менее ответственных потребителей, у которых это не связано с тяжелыми последствиями, разрешается иногда иметь перерыв электроснабжения. Однако такие перерывы не должны быть длительными и не должны повторяться часто. Особо ответственные потребители, прекращение питания которых может привести к опасности для жизни людей и аналогичным явлениям, не должны иметь перерыва в электроснабжении. Для прочих потребителей вопрос об обеспечении необходимой степени надежности электроснабжения решается на основании соответствующего технико-экономического анализа (см. гл. 6). При этом оцени-

вается экономическая соразмерность дополнительных затрат на повышение надежности работы элементов системы и народнохозяйственного ущерба, получаемого при отсутствии указанных дополнительных мероприятий. В связи с этим особое значение имеют мероприятия по повышению надежности, не требующие значительных дополнительных затрат. К ним, в частности, относится применение устройств защиты и автоматики, стоимость которых значительно меньше стоимости резервных элементов сети. Такие мероприятия должны быть использованы в первую очередь.

При оценке надежности электроснабжения следует различать необходимый резерв, который должен быть обеспечен на электростанциях и в электрической сети. Следует иметь в виду, что эти два вида резерва взаимно связаны: имеющийся на электростанции резерв в генераторной мощности не сможет быть реализован, если пропускная способность соответствующей сети будет недостаточной, и наоборот. *Резерв мощности на электростанциях* необходим в связи с особенностями производства электроэнергии. При увеличении нагрузки потребителей должна быть увеличена мощность источников питания и наоборот. Практически в настоящее время электроэнергия не может быть запасена заранее. Исключение составляют некоторые новые типы электроустановок, например гидроаккумулирующие электростанции, которые должны получить определенное развитие в будущем. Однако мощности этих установок будут, по-видимому, относительно небольшими. Таким образом, в электрической системе в целом и в отдельных ее узлах в любой момент времени должен быть обеспечен баланс генерируемой и потребляемой мощностей. Во всех режимах также должен иметься определенный резерв мощности, реализуемый при соответствующем росте нагрузок.

Кроме резерва мощности на электростанциях системы должен также иметься *резерв по энергии*. Это значит, что следует рассматривать работу электрической системы не только для отдельных режимов, но и за длительный период, например за год. При этом на ТЭС должен быть обеспечен соответствующий запас топлива, а на ГЭС— запас гидроэнергии. Например, на ГЭС с небольшим объемом водохранилища имеющийся годовой запас воды может обеспечить круглосуточную работу части генераторов с неполной нагрузкой или работу всех генерато-

ров с полной нагрузкой в течение нескольких часов ежесуточно. В этих условиях вопрос о целесообразных режимах работы данной ГЭС должен решаться с учетом получения наибольшей экономической эффективности работы всех электростанций и сетей системы за длительный период.

При оценке величины необходимого резерва следует учитывать не только нормальные режимы работы, но также послеаварийные и ремонтные режимы. Все элементы системы должны периодически отключаться для проведения профилактических или планово-предупредительных, а также капитальных ремонтов. Эти отключения производятся по специальному плану. Ремонты генераторов приурочиваются к режимам меньших нагрузок, например, в летний период. Для предотвращения отключения потребителей при ремонтах электрических сетей необходимо предусматривать *резерв по сети,* т. е. наличие резервных линий и трансформаторов.

Помимо учета отключений элементов системы для ремонтов необходимо иметь в виду, что каждый элемент системы — генератор, линия, трансформатор, выключатель и т. п., в процессе эксплуатации может быть поврежден. Эти повреждения связаны прежде всего с внешними условиями работы линий и оборудования — климатическими, наличием атмосферных и коммутационных перенапряжений, возможностью механических повреждений и др. Кроме того, следует считаться с наличием внутренних дефектов, полученных при изготовлении или монтаже, вследствие старения изоляции за длительный период работы оборудования и т. п. (см. § 5-2).

При повреждении какого-либо элемента в электрической сети или системе в целом возникают быстропротекающие переходные процессы (они изучаются в специальных курсах). При этом параметры режима значительно отличаются от допустимых. Это затрудняет или делает невозможной работу ЭП, оборудования сети и т. п. В связи с этим поврежденные элементы должны быть возможно быстрее обнаружены и отключены на период устранения повреждений. Период аварийного ремонта может исчисляться несколькими часами, необходимыми, например, для замены поврежденной гирлянды изоляторов ВЛ. Иногда аварийный ремонт может длиться несколько суток или даже недель, например при пробое изоляции обмоток трансформатора или генератора. Для

обеспечения электроснабжения потребителей при этом также должны использоваться резервные элементы.

Задачи выявления и отключения поврежденных элементов, включения резервных элементов и производства некоторых дополнительных операций по изменению схем сети и т. п. должны обеспечиваться устройствами защиты и автоматики. При их правильной, четкой и быстрой работе может в значительной степени снизиться продолжительность перерывов электроснабжения потребителей в случаях повреждений элементов сетей и систем.

Практически вопросы повышения надежности электроснабжения потребителей решаются в двух аспектах. *При проектировании* электрических сетей (см. § 5-4) на основании технико-экономического анализа выбираются схемы соединений линий. При этом учитываются особенности схем станций и подстанций, вероятность повреждения отдельных элементов системы, формулируются требования к устройствам защиты и автоматики, применяются соответствующие меры по обеспечению необходимой координации изоляции линий и оборудования подстанций.

При эксплуатации электрических сетей (см. § 5-5) проводятся контроль за состоянием оборудования и профилактические испытания его изоляции, а также своевременные планово-предупредительные и капитальные ремонты, принимаются меры к возможно более быстрому отысканию поврежденных участков сети и устранению повреждений.

5-2. Условия работы электрических сетей и повреждаемость оборудования

Климатические условия существенно влияют на работу ВЛ и оборудования подстанций, устанавливаемого на открытом воздухе — в открытых распределительных устройствах (ОРУ). Они во многом способствуют возникновению повреждений. Опыт эксплуатации показывает, что ВЛ имеют наибольшую повреждаемость из всех элементов электрических сетей. Поэтому при проектировании и эксплуатации ВЛ и ОРУ очень важно тщательно оценивать влияние климатических условий.

К климатическим условиям, влияющим на работу ВЛ и оборудования подстанций, относятся: грозовые явле-

ния, изменения температуры, действие ветра, гололедные образования, загрязнение воздуха, сопротивление грунта и т. п. Интенсивность изменения этих условий зависит от времени года, географического местоположения объекта и т. д. При *грозовых явлениях* в электрических сетях возникают кратковременные перенапряжения, которые во многих случаях могут быть недопустимыми. *Повышение температуры* приводит к удлинению проводов, увеличению их стрелы провеса и снижению расстояний между проводами и от проводов до земли, т. е. к понижению надежности и безопасности работы линии. При значительном *понижении температуры* длина проводов сокращается и в них могут возникнуть недопустимые механические напряжения. *Действие ветра* создает дополнительную механическую нагрузку на провода, тросы и опоры, что в ряде случаев утяжеляет и удорожает конструкцию ВЛ. В определенных условиях под влиянием ветровой нагрузки возникают колебания проводов. При небольшой их амплитуде происходит *вибрация* проводов, приводящая к «усталости» материала, а затем и к его разрушению. Колебания с большой амплитудой — *«пляска»* проводов, создают значительные дополнительные механические усилия. При этом могут иметь место схлестывание и обрыв проводов, поломка опор.

При определенных атмосферных условиях на проводах и опорах ВЛ возникают обледенение или *гололедные образования.* Они создают значительные дополнительные механические нагрузки. В отдельных районах с интенсивными гололедами эти нагрузки могут достигать 10—20 *кг* и более на 1 *м* длины провода.

Загрязнение воздуха связано с наличием находящихся во взвешенном состоянии различных органических частиц — химических соединений, золы, соли и т. п. При осаждении этих частиц на влажные поверхности изоляторов ВЛ и оборудования подстанций существенно ухудшается качество изоляции за счет появления проводящих каналов. Наиболее значительное загрязнение воздуха имеет место вблизи промышленных предприятий. Около морских побережий частицы соли вызывают активное окисление материала проводов.

Сопротивление грунта изменяется в зависимости от его влажности и температуры. При этом изменяются сопротивления заземлителей опор и подстанций, сопротивления нулевой последовательности линий.

Металлические коиструкции опор ВЛ и оборудоваиня подстанций, иаходящнеся иа открытом воздухе, подвергаются окислеиию *(ржавлению)*, а деревянные конструкции — *загниванию.*

Перенапряжения. В электрических сетях возннкают кратковремеиные повышсиия иапряжеиия нли переиапряжения — *атмосферные* при грозовых явлениях и *коммутационные* в процессах включеиий и отключеиий аппаратов. При этом часто возиикают пробои нзоляционных промежутков между проводами разных фаз лииии, перекрытие, а иногда и повреждеиие изоляции. Прн перекрытии изоляции возиикает дуга, т. е. короткое замыкаиие, которое поддерживается при рабочем иапряжеиии. В сетях иапряжением до 220 *кв* с меньшим уровием изоляции более опасиыми являются атмосфериые переиапряжеиия. Для предотврашеиия развития аварии соответствующий участок сети должеи быть возможио более быстро отключеи автоматически. При этом обычио перекрытия изоляции на ВЛ ие ведут к иеобратимым поврежденииям ее. Нормальная работа ВЛ может быть легко восстаиовлеиа после автоматического повториого включення (АПВ).

Старение изоляции. В процессе эксплуатации в изоляции кабельиых лииий и электрических аппаратов возиикают медлеииые процессы, изменяющие ее структуру. При этом происходит сиижеиие электрической и механической прочиости и разрушеиие нзоляции, т. е. ее «старение». Стареиие изоляции иепосредствеиио зависит от качества изолирующих материалов, совершенства изоляциоиной конструкции и техиологии ее изготовлеиия. В иормальиых условиях изоляция может хорошо работать длительиое время. В то же время процесс стареиия изоляции существеино ускоряется при ее увлажиеиии, а также при высоких температурах. Для предотвращеиия этого за температуриым режимом изоляции и ее увлажнеинем прн эксплуатации должно вестнсь особое наблюдение.

Механические повреждения могут иметь место как на воздушиых, так и на кабельных лииях. Провода н тросы, а также и опоры ВЛ могут быть перекрыты, а нногда и поврeждеиы громоздкими механическнми конструкциями (иапример, башеииымн краиами), самолетамн, при падеиии деревьев в лесной полосе и т. п. Механические поврежденйя кабельных лииий в осиовном пронсходят при производстве стронтельных работ в непосредственной

близости от трассы линии. В целях снижения числа механических повреждений должны приниматься специальные меры.

Статистические данные о повреждаемости линий и оборудования. В целях правильной оценки условий работы линий и оборудования электрических сетей необходимо систематически собирать данные о повреждаемости ее отдельных элементов и о времени, необходимом для производства профилактических и аварийных ремонтных работ. В электрических системах Советского Союза накоплен определенный статистический материал по этим вопросам. На основании его обработки получены данные о средней удельной повреждаемости и средней продолжительности отключений элементов сети для проведения ремонтов. Эта работа должна непрерывно и систематически проводиться и в дальнейшем. В таблице приведены некоторые данные, рекомендуемые проф. П. Г. Грудинским, о средней удельной повреждаемости линий и оборудования подстанций и о вероятной (средней) продолжительности аварийных и профилактических ремонтов.

Перерывы в электроснабжении потребителей имеют место не только при повреждении или ремонтах линий и элементов оборудования подстанций — трансформаторов, выключателей, разъединителей и т. п. Необходимо учитывать также *работу устройств защиты и автоматики.* Опыт их эксплуатации показывает, что имеют место отказы или неправильные действия этих устройств. Доля таких отказов относительно невелика, но все же ее необходимо принимать во внимание и собирать соответствующий статистический материал. Например, за 7 лет эксплуатации линий 500 *кв* имело место более 2 200 действий устройств релейной защиты, из них 7,5% было неправильных [Л. 14, стр. 354]. Относительное количество неправильных действий на один комплект защиты составляло 0,03. Неправильные действия защиты распределялись следующим образом: ложные 70, отказы 7, неправильные при коротких замыканиях 23%. Таким образом, в случае неправильной работы защиты помимо поврежденного участка сети отключались также участки сети, которые при правильной работе защиты не должны были отключаться.

За тот же период на линиях 500 *кв* и связанных с ними электростанциях было более 430 действий устройств противоаварийной автоматики различного назначения

Удельная повреждаемость и продолжительность ремонта электрооборудования и линий электрических сетей

Электрооборудование и линии электропередачи	Показатели повреждаемости		Вероятная продолжительность планово-предупредительного ремонта на 1 объект или на 1 *км* линии, часов в 10 лет
	Среднее число повреждений на 1 объект или на 1 *км* линии, раз в 10 лет	Средняя продолжительность аварийного простоя на 1 объект или на 1 *км* линии, часов в 10 лет	
Трансформаторы и автотрансформаторы с высшим напряжением, *кв:*			
500	0,3	150	600
330	0,3	120	400
220	0,25	90	300
110	0,2	60	200
35—20	0,2	50	150
6—10	0,05	2	75
Присоединения линий в распределительных устройствах напряжением, *кв*:			
500	0,6	240	1 000
330	0,5	150	800
220	0,4	100	500
110	0,3	40	200
35—20	0,2	25	100
6—10	0,05	2	50
Воздушные линии с АПВ на металлических или железобетонных опорах напряжением, *кв*			
500	0,06	0,7	1 200
330	0,07	0,6	1 000
220	0,08	0,5	850
110	0,10	0,4	700
То же 110 *кв* на деревянных опорах	0,05	0,55	1 700
То же 35 *кв*	0,15	1,00	700
То же 10 *кв* и ниже	0,25	0,6	700
Кабельные линии напряжением 3—10 *кв* без АПВ	0,02	0,2	—

Примечания: 1. Под присоединением в распределительном устройстве (РУ) понимается совокупность участка сборных шин, шинных и линейных разъединителей, выключателя и трансформаторов тока данной ячейки. Число присоединений в схеме равно числу выключателей.

2. Удельная повреждаемость присоединений при наличии развилки из двух разъединителей возрастает на 20% в РУ 35 *кв* и ниже и на 10% в РУ 110 *кв*.

3. Удельная повреждаемость присоединений шинных трансформаторов напряжения и разрядников приблизительно равна 0,02 раза в 10 лет.

4. Только 40% повреждений в присоединениях (в основном в выключателях) вызывают отключение сборных шин защитой.

(имелось около 130 комплектов этих устройств). Из них около 15% действий было неправильными. Относительное количество неправильных действий на один комплект автоматики составило 0,1, т. е. в 3 раза больше, чем у релейной защиты. В данном случае худшие показатели действия устройств противоаварийной автоматики определялись меньшим совершенством ее устройств по сравнению с релейной защитой. Кроме того, были ложные действия из-за ошибок персонала, проводившего операции с устройствами противоаварийной автоматики при изменении схем и режимов работы. Для исключения этого при разработке устройств противоаварийной автоматики в дальнейшем предполагалось предусматривать автоматизацию их работы.

5-3. Народнохозяйственный ущерб от перерывов электроснабжения. Категории потребителей

Количественная оценка народнохозяйственного ущерба, получаемого при перерыве электроснабжения, практически может быть произведена только для промышленных предприятий. Конкретные числовые показатели, естественно, зависят от типа предприятия, имеющегося оборудования, характера технологических процессов и т. п. В настоящее время разработаны соответствующие методики для определения этих показателей, они неоднократно определялись для различных конкретных условий. Окончательно эти вопросы нельзя считать решенными, так как в предлагаемых методиках имеется ряд спорных положений, которые все еще продолжают обсуждаться.

В общем виде народнохозяйственный ущерб промышленного предприятия от перерыва электроснабжения можно разделить на прямой и дополнительный [Л. 30]. *К прямому ущербу* $У_п$ относится непосредственный ущерб от нарушения технологического процесса, брака продукции, порчи сырья и материалов, аварий и т. п. Его показатели могут быть разделены на три составляющие:

$$У_п = У_{п0} + У_п(t_э) + У_п(t_{тех}),$$

где $У_{п0}$ — не зависит от продолжительности перерыва электроснабжения. Он определяется потерями от брака продукции, порчи сырья, материалов и технического оборудования и т. п.; $У_п(t_э)$ — зависит от времени перерыва электроснабжения. К нему относятся оплата простоя пер-

сонала, непроизводительные расходы тепла, электроэнергии, материалов, газа, воды и т. д.; $У_п(t_{тех})$ — характеризует затраты, необходимые для доведения технологического процесса до номинального режима после восстановления электроснабжения. К ним относятся затраты на восстановление и наладку технологического процесса, дополнительные расходы материалов, сырья, топлива, электроэнергии и труда на единицу выпускаемой в этот период продукции и т. д.

К дополнительному ущербу $У_д$ относится ущерб от недовыпуска продукции, вызванного простоем производства или нарушением технологического процесса. Величина $У_д$ зависит от возможности и способа компенсации предприятием недовыработанной продукции. Например, на непрерывно работающих химических предприятиях восполнения недовыполненной продукции не происходит. На предприятиях с односменными и двухсменными режимами работ недовыпуск продукции может быть восполнен в дальнейшем за счет сверхурочных работ или форсирования режима работы оборудования, которое нормально загружено неполностью. При этом имеют место дополнительные затраты. Могут быть предприятия, для которых перерыв электроснабжения не влияет практически на выпуск продукции. Для них величину $У_д$ учитывать не следует.

Методика определения различных составляющих народнохозяйственного ущерба подробно рассматривается в [Л. 14, 30] и др. При проведении оценочных расчетов в ряде случаев в качестве основного показателя принимают величину народнохозяйственного ущерба $у_0$, отнесенную к 1 *квт·ч* недоотпущенной электроэнергии за время перерыва электроснабжения. В среднем величина $у_0$ составляет не менее 0,75—0,8 *руб/(квт·ч)*.

Оценка ожидаемого народнохозяйственного ущерба при возможных перерывах электроснабжения. При проектировании электрических сетей приходится выбирать уровень надежности электроснабжения потребителей и производить технико-экономическое сравнение различных вариантов схем сети (см. гл. 6). При этом необходимо найти ожидаемое значение ущерба при возможных перерывах электроснабжения. Народнохозяйственный ущерб в этом случае носит вероятностный характер. Задача сводится к определению математического ожидания (среднего значения) ущерба за определенный период эксплу-

атации, обычно за 1 год. Находятся вероятностные характеристики, от которых зависит надежность схемы: математическое ожидание времени перерыва электроснабжения и математическое ожидание числа перерывов электроснабжения за рассматриваемый период эксплуатации. Такие вероятностно-статистические характеристики приведены, например, в табл. 5-1.

В качестве иллюстрации рассмотрим, каким образом возможно приближенно оценить народнохозяйственный ущерб при аварийном отключении одноцепной линии протяженностью *l км*. Вероятность аварийного простоя данной линии равна:

$$p_{ав}=\frac{t_{ав}}{T}=\frac{m_{ав}t_р}{T}, \tag{5-1}$$

где $t_{ав}$ — длительность аварийного отключения линии за период наблюдения T, обычно его принимают равным одному году; $m_{ав}$ — ожидаемое число повреждений линии за время T (определяется в соответствии с данными табл. 5-1); $t_р$ — средняя продолжительность аварийного ремонта повреждения (определяется по данным табл. 5-1).

Обозначим через $A_{год}$ — количество электроэнергии, получаемой в течение года потребителями, присоединенными к данной линии [см. формулу (6-9)]. Тогда количество электроэнергии, недоотпущенной потребителям за время отключения линии будет равно:

$$A_{нд}=p_{ав}A_{год}. \tag{5-2}$$

Отсюда может быть приближенно определена величина народнохозяйственного ущерба, получаемого при аварийном отключении линии:

$$У=y_0A_{нд}. \tag{5-3}$$

Аналогично может быть оценен народнохозяйственный ущерб и при планово-предупредительных ремонтах, производимых при отключенной линии.

Пример 5-1. Определить величину экономического ущерба, причиняемого народному хозяйству при аварийном отключении одноцепной линии напряжением 110 *кв* протяженностью 80 *км*, сооруженной на металлических опорах. По этой линии в течение года передается потребителям электроэнергия, равная $A_{год}=12\cdot10^4$ *Мвт·ч*. Удельная стоимость одного недоотпущенного мегаватт-часа для данного района равна приблизительно 0,8 тыс. *руб/Мвт·ч*. Планово-предупредительные ремонты линии производятся под напряжением без отключения линии.

Решение. В соответствии с данными табл. 5-1 определяем: ожидаемое число повреждений в течение одного года

$$m_{ав} = \frac{0,1 \cdot 80}{10} = 0,8;$$

продолжительность аварийного ремонта

$$t_р = \frac{0,4 \cdot 80}{10} = 3,2 \text{ ч}.$$

Вероятность аварийного простоя данной линии в течение года определяем по (5-1) при $T_{год} = 8\,760$ *ч*:

$$p_{ав} = \frac{0,8 \cdot 3,2}{8\,760} = 0,292 \cdot 10^{-3}.$$

Количество недоотпущенной потребителям в течение года электроэнергии определяем по (5-2):

$$A_{нд} = 0,292 \cdot 10^{-3} \cdot 12 \cdot 10^{4} = 35 \text{ Мвт} \cdot \text{ч}.$$

Экономический ущерб народному хозяйству при отключении линии определяем по (5-3):

$$У = 0,8 \cdot 35 = 28 \text{ тыс. руб/год}.$$

Следует иметь в виду, что при последовательном соединении ряда элементов электрической сети, например выключателя, линии, трансформатора и т. п., величина возможного народнохозяйственного ущерба от перерыва электроснабжения потребителей существенно повышается. В таких случаях перерыв электроснабжения имеет место при повреждении любого из указанных элементов сети. Поэтому при определении величины аварийного простоя потребителей в соответствии с (5-1) приходится суммировать значения $p_{ав}$ для каждого из элементов сети. Хотя значение $p_{ав}$ для каждого из элементов относительно мало, но при их суммировании величина $p_{ав\,\Sigma}$ заметно увеличивается. Методы определения значений $p_{ав\,\Sigma}$ при последовательном, параллельном и тому подобных соединениях элементов сети более подробно рассматриваются в [Л. 14, 25 и др.].

Категории потребителей. При проектировании электрических сетей оценка потребителей в отношении обеспечения надежности электроснабжения производится в соответствии с некоторыми условными категориями, устанавливаемыми в ПУЭ [Л. 34]. В настоящее время к *1-й категории* относятся потребители, нарушение электроснабжения которых может повлечь за собой: опасность для

жизни людей, значительный ущерб народному хозяйству, повреждение оборудования, массовый брак продукции, расстройство сложного технологического процесса, нарушение особо важных элементов городского хозяйства. Потребители 1-й категории должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых источников питания. Перерыв их электроснабжения может быть допущен только на время автоматического ввода резервного питания. Таким образом, для потребителей 1-й категории резервирование электроснабжения должно быть обеспечено обязательно. При этом следует иметь в виду, что полной бесперебойности электроснабжения путем изменения схем соединений электрической сети практически добиться не удается. Могут быть случаи, хотя и редкие, одновременного отключения нескольких линий. Поэтому в случаях особенно ответственных потребителей (установки связи, операционные палаты больниц и т. п.) необходимо иметь резервный источник питания на месте. Это может оказаться и более экономичным. В качестве подобных местных резервных источников могут быть, например, использованы установки с газовыми турбинами. Они требуют небольших первоначальных затрат, могут быть быстро включены в работу, но обладают относительно плохими эксплуатационными характеристиками. Поэтому их работа в длительных режимах неэкономична.

Ко 2-й категории относятся потребители, перерыв в электроснабжении которых связан с массовым недоотпуском продукции, простоем рабочих, механизмов и промышленного транспорта, нарушением нормальной деятельности значительного количества городских жителей. Для этих потребителей допускаются перерывы электроснабжения на время, необходимое для включения резервного питания действиями дежурного персонала или выездной бригадой. Поэтому при питании потребителей 2-й категории воздушными линиями 6 *кв* и выше, работа которых относительно надежна, а возможные повреждения восстанавливаются быстро, можно применять нерезервированные одиночные линии. При питании потребителей 2-й категории кабельными линиями нерезервированные линии можно применять при условии, что линия выполнена не менее чем двумя параллельными кабелями с разъединителями по концам каждого из них. Целесообразность резервирования электроснабжения потребителей 2-й категории решается путем сравнения народно-

хозяйственного ущерба при отсутствии резервирования и дополнительных затрат, необходимых для его осуществления.

К 3-й категории относятся все остальные потребители. Для них допускаются перерывы электроснабжения на время, необходимое для ремонта или замены поврежденного элемента сети, но не более одних суток.

5-4. Возможности повышения надежности электроснабжения потребителей при проектировании электрических сетей

Учет климатических условий. При проектировании линий электрических сетей используются специальные карты по грозовой деятельности, силе ветра, интенсивности гололедных образований, изменению температур. Эти карты составлены по данным многолетних наблюдений. Принципиально ВЛ могут быть построены весьма надежными таким образом, чтобы они не разрушались даже при самых неблагоприятных климатических условиях. Однако такие линии будут весьма дорогими. Поэтому считается более экономичным сооружать ВЛ, надежно работающие при определенных расчетных климатических условиях. В зависимости от номинального напряжения ВЛ и ее значимости выбираются расчетные условия, повторяющиеся не реже чем в 5—15 лет. При более тяжелых, но весьма редких климатических условиях (например, при чрезвычайно интенсивных гололедах, ураганных ветрах и т. п.) ВЛ могут повреждаться. В то же время при выбранных расчетных условиях ВЛ должны работать надежно. Для этого производятся специальные расчеты на механическую прочность проводов и опор ВЛ.

В зависимости от принятых расчетных условий и топографических данных (о рельефе местности, наличии водных пространств, лесов, болот и т. п.) производится выбор трассы ВЛ, расположения проводов на опорах и расстояний между ними, высоты опоры, длины пролета. В районах с интенсивными гололедами ВЛ сооружаются на более надежных в этих условиях опорах с горизонтальным расположением проводов. Для защиты от вибрации на проводах подвешивают специальные грузы — виброгасители. В целях защиты от излишних механических нагрузок и условий, способствующих возникновению «пляски» проводов, предусматриваются специальные воз-

можности для плавки гололеда. К числу их относятся возможности создания короткозамкнутых цепей, изменения схемы для обеспечения токов значительной величины в проводах ВЛ и др. В районах с сильно загрязненным воздухом применяются специальные изоляторы с большей изолирующей поверхностью.

Специальное внимание уделяется вопросам *защиты ВЛ и оборудования подстанций от перенапряжений* [Л. 13]. На ВЛ 110 *кв* и выше с металлическими железобетонными опорами эффективным способом защиты от атмосферных перенапряжений является подвеска хорошо заземленных грозозащитных тросов (см. § 1-2). Стоимость ВЛ при этом повышается незначительно (на 5—7%). Сопротивления заземления опоры линий под тросами стремятся доводить до относительно небольшой величины около 10 *ом*. В плохо проводящих грунтах эту величину разрешается повысить до 20—30 *ом* или применять специальные типы протяженных заземлителей. Линии на деревянных опорах обладают удовлетворительными грозозащитными характеристиками. Подвеска тросов на них существенно утяжеляет конструкцию опор и удорожает их на 20—30%. Поэтому на ВЛ с деревянными опорами тросы подвешиваются лишь на участках, примыкающих к подстанциям («подходах»). При этом предотвращаются прямые удары молнии в провода ВЛ, что необходимо по условиям защиты изоляции оборудования подстанции. В местах с пониженной против общего уровня ВЛ изоляцией — на отдельных металлических опорах, при пересечении линий и т. п., устанавливаются специальные разрядники.

При выборе расстояний между проводами различных фаз и между проводами и тросами следует учитывать минимальные значения, необходимые для обеспечения соответствующей изоляции воздушных промежутков по условиям коммутационных и атмосферных перенапряжений. Эти минимальные значения указаны в ПУЭ [Л. 34].

Защита изоляции оборудования подстанций от волн перенапряжений, набегающих с ВЛ, от коммутационных перенапряжений осуществляется специальными вентильными разрядниками. Они устанавливаются в ОРУ подстанций. Для защиты от прямых ударов молнии применяются специальные стержневые молниеотводы, устанавливаемые на конструкциях ОРУ, осветительных мачтах, крышах зданий и т. п.

5-5. Мероприятия по повышению надежности работы электрических сетей при их эксплуатации

Контроль за состоянием оборудования. Надежность работы электрических сетей в значительной степени зависит от культуры их эксплуатации. В крупных энергетических системах создаются специальные предприятия по эксплуатации электрических сетей. Эксплуатационный персонал должен проводить систематический контроль за нормальным рабочим состоянием линий и оборудования подстанций. Очень важным является проведение *контроля или профилактических испытаний изоляции.* При этом выявляются дефекты в изоляционных конструкциях, которые в последующем заменяются или восстанавливаются на месте. Известно, что развитие дефектов изоляции в основном вызывается проникновением в нее влаги. Это обычно является результатом механических повреждений изоляционных конструкций и изменений температурных условий. Вначале процесс образования дефекта и разрушения изоляции протекает весьма медленно. На последних стадиях этот процесс имеет скачкообразный характер и заканчивается пробоем изоляции. Задачей эксплуатационного персонала является своевременное выявление и устранение возникнувших дефектов изоляции. В связи с этим срок службы изоляции существенно зависит от постановки эксплуатационного надзора и контроля за изоляцией.

В настоящее время разработаны достаточно эффективные методы непосредственного и косвенного контроля изоляции. К числу таких методов относятся, например:

1) *измерение тангенса угла диэлектрических потерь* ($\operatorname{tg}\delta$), вызванных протеканием через диэлектрик поляризационных токов, нагревающих изоляцию. Абсолютное значение $\operatorname{tg}\delta$ для изоляции силовых и измерительных трансформаторов, вводных изоляторов оборудования, конденсаторов и т. п. позволяет судить об общем состоянии изоляции и указать на ее увлажнение, общее старение и разрушение, а в ряде случаев и выявить ее местные дефекты;

2) *измерение распределения напряжений* по элементам изоляционных конструкций — гирлянд изоляторов, колонок опорных изоляторов и т. п. При резком понижении сопротивления изоляции отдельных элементов, например гирлянды изоляторов, распределение рабочего

напряжения по ним существенно искажается по сравнению с аналогичным распределением в нормальных условиях. Измерение напряжения на каждом изоляторе гирлянды поочередно производится под рабочим напряжением с помощью специальной измерительной штанги. Отличие полученного распределения напряжения от распределения его в нормальных условиях указывает на наличие дефектных изоляторов;

3) *испытание изоляции повышенным напряжением* производится для проверки наличия в ней необходимого запаса электрической прочности. При этом выявляются местные дефекты, которые могут быть своевременно устранены. Более подробно эти вопросы рассматриваются в курсе техники высоких напряжений [Л. 13].

Помимо контроля за изоляцией в задачи эксплуатационного надзора входят также контроль за состоянием древесины опор ВЛ, периодический внешний обзор всех сетевых сооружений с целью выявления возможных механических повреждений, надзор за производством строительных работ вблизи трасс прохождения линий и т. п.

Ремонтные работы. Каждый элемент электрической сети — линия, трансформатор, выключатель, устройство защиты или автоматики и т. п., должен периодически ремонтироваться. Различают планово-предупредительные и капитальные ремонты. Составляются специальные планы и графики проведения ремонтов. Периодичность ремонтов регламентируется правилами эксплуатации энергоустановок [Л. 33] на основании имеющегося опыта производства таких работ. *Планово-предупредительные ремонты* производятся более часто. При их выполнении производится подробный осмотр и чистка оборудования, смена изоляционного масла в баках трансформаторов и выключателей, регулировка контактов оборудования и т. п. *Капитальные ремонты* производятся относительно редко. При их производстве заменяются дефектные или износившиеся части аппаратов и опор ВЛ. *Аварийные ремонты* производятся по мере надобности в случае возникновения повреждений, нарушающих нормальную работу сети: обрыва проводов, поломки опор, пробоя изоляции аппаратов и т. п.

На ВЛ многие *ремонтные работы* могут производиться *под напряжением.* К числу их относятся: замена дефектных проводов и изоляторов, смена отдельных частей

опор, ремонт поврежденного и отключенного провода одной фазы при работе линии двумя фазами и т. п. Эти работы производятся с изолирующей рабочей площадки или лестницы, укрепленной на телескопической вышке автомашины. Рабочая площадка надежно изолирована от земли.

Работы под напряжением производятся на ВЛ напряжением до 500—750 *кв* включительно. При этом без отключения ВЛ могут быть устранены относительно небольшие дефекты проводов, изоляторов, деталей опор, что предотвращает развитие повреждений и необходимость производства более сложных ремонтных работ в дальнейшем. Особенно эффективно производство ремонтных работ под напряжением на одиночных ВЛ, так как при этом существенно сокращается продолжительность перерывов питания и повышается надежность электроснабжения потребителей.

Диспетчерские службы и ликвидация аварий. Помимо эксплуатационного персонала, выполняющего надзор за сетевыми сооружениями и их ремонт, в электрических системах имеется также оперативный персонал диспетчерских служб. Оперативный персонал работает круглосуточно. Основными его задачами является оперативное ведение режима работы системы в целом и отдельных ее участков и ликвидация аварийных ситуаций, возникающих при повреждениях линий и оборудования электростанций и подстанций. Количество диспетчерских служб в электрической системе определяется ее структурой и размерами. Например, в крупной энергетической системе основная диспетчерская служба может заниматься ведением режима электростанций, подстанций и линий напряжением 220 *кв* и выше. Линии питающей сети напряжением 35—110 *кв* и распределительные сети 6—10 *кв* могут находиться в ведении диспетчерских служб сетевых районов и т. д. В объединенных энергетических системах имеются специальные диспетчерские службы, занимающиеся основным оборудованием, влияющим на работу объединенной системы в целом.

Ни один элемент электрической сети — линия, трансформатор, устройство защиты и автоматики и т. п., не может быть отключен без разрешения соответствующего диспетчера. Для производства ремонта какого-либо элемента сети должна быть заранее подана специальная заявка в диспетчерскую службу. Здесь специально рас-

сматривается режим работы сети при отключении данного элемента и только после этого дается разрешение на отключение. В ряде случаев для отключения отдельных элементов сети приходится создавать специальные схемы, позволяющие обеспечить нормальное электроснабжение потребителей в ремонтном режиме. Для предотвращения возможных неправильностей все операции персонала по отключению и включению оборудования и линий оформляются соответствующей документацией и строго контролируются дежурным диспетчером.

В диспетчерских службах составляются графики нагрузки электростанций на каждые последующие сутки. При изменении нагрузки системы в течение текущих суток диспетчер дает указания персоналу электростанций о соответствующем изменении нагрузки. При этом учитывается экономичность работы соответствующих электростанций и сетей. Диспетчер контролирует также режим напряжений в характерных точках сети, токи нагрузки линий и аппаратов и т. п. При превышении допустимых значений токов и напряжений диспетчер принимает соответствующие меры для устранения этого положения. Ликвидация аварий, возникших при повреждениях линий и оборудования электростанций и подстанций, производится под руководством диспетчера.

Такая концентрация ведения режимов электростанций, сетей и системы в целом в диспетчерских службах существенно повышает надежность и экономичность их работы, а следовательно, и надежность электроснабжения потребителей. В то же время в современных крупных энергетических системах с большим количеством оборудования и линий работа диспетчерских служб и эксплуатационного персонала весьма усложняется.

Для облегчения условий их работы и повышения надежности работы элементов системы широко используются устройства защиты и автоматики, применяется специальная контрольно-измерительная аппаратура для сигнализации о состоянии оборудования, для отыскания мест повреждений в воздушных и кабельных линиях и т. п. Ко всем этим устройствам предъявляются серьезные требования. Они должны работать четко и надежно при различных значениях параметров рабочих режимов сети, быть просты и удобны в эксплуатации. Для обеспечения надежного и экономичного снабжения потребителей электроэнергией требуемого качества необходима

четкая координация работы всего эксплуатационного персонала энергетической системы. При этом существенное значение имеют расчеты характерных режимов работы электрических сетей и электрических систем в целом, которые проводятся систематически.

ГЛАВА ШЕСТАЯ

ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ О ПРОЕКТИРОВАНИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

6-1. Исходные положения

Задачей проектирования электрической сети является выбор ее схемы соединений и параметров отдельных элементов — линий, трансформаторов и др., в соответствии с заданными нагрузками и источниками питания и с учетом выполнения необходимых требований (см. § В-4). При этом учитываются также условия будущей эксплуатации сети и, в частности, экономичность ее работы.

Как указывалось в § В-1, проектирование всех энергетических объектов ведется на основе общего плана электрификации страны. При планировании развития энергетики учитываются укрупненные технико-экономические показатели всех объектов — электростанций, линий электрических сетей, подстанций и т. п. Только после этого производится рабочее проектирование отдельных объектов.

Принципиально следовало бы вести комплексное рабочее проектирование сразу для всей сети электрической системы, начиная от шин электростанций и включая все ЭП. При этом следовало бы рассматривать одновременно и схемы станций и подстанций, решать вопросы защиты от перенапряжений, выбирать устройства защиты и автоматики для автоматического управления и регулирования режима работы всей электрической системы, включая электрические сети всех напряжений. Очевидно, что для современных электрических систем (принципиальная схема системы изображена, например, на рис. 1-1) такая задача является чрезмерно громоздкой и решение ее в таком виде не может

быть осуществлено. В связи с этим приходится решать эту задачу по частям — отдельно проектировать электрические сети различных назначений (районные, промышленные, городские, сельские), электрические станции и подстанции, защиту от перенапряжений, релейную защиту, устройства автоматики и т. п. При проектировании каждой из этих частей остальные части представляются приближенно, в них учитываются лишь влияющие на данную часть элементы, для которых предполагаются типовые решения. В дальнейшем эти приближенные представления уточняются и согласовываются. Самое главное, чтобы при проектировании электрической сети или станций и подстанций, или защиты и автоматики и т. п. были учтены условия совместной работы всех этих элементов в дальнейшем. Рассмотрим для иллюстрации несколько примеров.

1) При проектировании распределительных сетей учитывается, что на шинах ЦП, к которому они будут присоединены, должно быть обеспечено встречное регулирование напряжения. С учетом этого обстоятельства и выбираются средства для местного регулирования напряжения, устанавливаемые в самой распределительной сети. С другой стороны, при проектировании районной сети выбираются конкретные средства для осуществления встречного регулирования напряжения на шинах указанного ЦП. 2) При рассмотрении варианта одиночной линии для электроснабжения потребителей предполагается, что надежность ее работы будет повышена за счет применения устройств АПВ для каждой фазы и что линия будет снабжена соответствующими коммутирующими аппаратами для осуществления пофазного ее отключения. Эти предположения должны быть конструктивно реализованы при проектировании соответствующих устройств защиты и автоматики, а также при проектировании подстанции. 3) При проектировании районной сети учитываются принципиальные схемы прилегающих частей подстанций и электростанций. Остальные части их в данном случае не учитываются. Наоборот при проектировании электростанций и подстанций должны быть учтены количество и предполагаемые режимы работы отходящих линий.

Методика проектирования. При проектировании электрических сетей основные искомые параметры — номинальное напряжение, сечение проводов линий, чи-

сло линий, их пропускная способность, число и мощности трансформаторов и т. п., изменяются дискретно. Количество искомых величин оказывается весьма большим. Общее математическое решение по выбору наиболее целесообразной схемы и параметров ее элементов в настоящее время отсутствует. В связи с этим практически используются только методы вариантного сравнения целесообразных решений. Даже и при использовании этой методики число вариантов возможных решений получается очень большим. Перебор всех возможных вариантов решения практически не может быть реализован из-за их большого количества. Поэтому с помощью приближенных методов оценки отбираются несколько технически целесообразных вариантов, отвечающих предъявляемым требованиям в отношении надежности электроснабжения потребителей, качества электроэнергии и т. п. Эти варианты сравниваются затем по экономическим показателям (см. § 6-2). При выборе лучших конкурентоспособных вариантов, подлежащих экономическому сравнению, существенную роль играют инженерная интуиция и имеющийся опыт инженера-проектировщика.

Обычно проектирование электрической сети ведется на некоторый перспективный расчетный год, для которого определяются соответствующие расчетные нагрузки. Точность значений расчетных нагрузок обычно недостаточно велика. В связи с этим интерес представляют методы динамического проектирования (см. [Л. 20, 25] и др.), при использовании которых рассматриваются не статические нагрузки, а их развитие в динамике.

Опыт проектирования электрических сетей показывает, что целесообразным является следующий путь определения технических показателей предлагаемого для экономического сравнения варианта. Номинальное напряжение определяется приближенно в соответствии с заданными нагрузками потребителей и расстояниями между ними на основании имеющегося опыта (см. § 6-6). Схема соединений линий определяется на основании данных о требуемой надежности электроснабжения потребителей. После этого выбираются сечения проводов линий, количество и номинальные мощности трансформаторов подстанций, выбираются мощности, типы и местоположение компенсирующих и регулирую-

щих устройств, производятся расчеты характерных режимов работы в сети. В случае необходимости производится уточнение выбранных параметров оборудования. Например, при установке дополнительных КУ может быть снижена мощность трансформаторов подстанций, уменьшено сечение проводов линий и т. п.

6-2. Основы технико-экономических расчетов электрических сетей

Технико-экономические показатели. При экономическом сравнении вариантов схем для электрических сетей, как и для других инженерных сооружений, определяют основные экономические показатели, характеризующие их строительство и эксплуатацию.

Основными *экономическими показателями* электрической сети являются: капитальные вложения на ее сооружение и ежегодные эксплуатационные издержки. В ряде случаев используют так называемые удельные экономические показатели: капитальные вложения K_0, отнесенные к одному киловатту передаваемой по сети мощности, и себестоимость C передачи одного киловатт-часа электроэнергии по сети.

Помимо экономических показателей для дополнительной характеристики могут быть полезны также некоторые *обобщенные технические показатели.* К числу их относятся: величина потерь активной мощности — в процентах от соответствующих значений суммарной активной мощности нагрузки сети; величина потерь электроэнергии — в процентах от общего количества электроэнергии $A_{\text{год}}$, полученного потребителями за год; наибольшее значение потери напряжения в сети одного напряжения; масса цветного металла, затраченного на провода линий сети, и т. п.

Капитальные вложения K на сеть состоят из затрат на сооружение линий $K_{\text{л}}$ и на сооружение повышающих и понижающих подстанций $K_{\text{п}}$:

$$K = K_{\text{л}} + K_{\text{п}}. \qquad (6\text{-}1)$$

В капитальные вложения на линии входят затраты на изыскательские работы и подготовку трассы линии, опоры, изоляторы, провода, монтаж линий и пр. В капитальные вложения на подстанции входят затраты на подготовку территории, силовые трансформаторы, элек-

трические распределительные устройства, включая электрооборудование и его монтаж и пр.

Капитальные вложения определяют по укрупненным показателям стоимости отдельных элементов сети или путем составления смет. При этом учитывают затраты на создание основных и образование оборотных фондов для сравниваемых объектов.

Ежегодные издержки на эксплуатацию сети $И$ состоят из отчислений от капитальных вложений на амортизацию, ремонт и обслуживание линий $И_л$ и подстанций $И_п$ и стоимости потерь электроэнергии за год $И_A$:

$$И = И_л + И_п + И_A = \frac{a_л + p_л + o_л}{100} K_л + \frac{a_п + p_п + o_п}{100} K_п + b\Delta A = p_{\Sigma л} K_л + p_{\Sigma п} K_п + И_A, \quad (6\text{-}2)$$

где b — стоимость 1 *квт·ч* потерянной электроэнергии, руб; $a_л$, $p_л$, $o_л$ — отчисления соответственно на амортизацию, ремонт и обслуживание линий, %; $a_п$, $p_п$, $o_п$ — то же подстанций, %.

$$p_{\Sigma л} = a_л + p_л + o_л \text{ и } p_{\Sigma п} = a_п + p_п + o_п.$$

Амортизационные отчисления используют на капитальный ремонт линий и оборудования подстанций и для замены оборудования после его износа (реновацию). Отчисления на амортизацию тем выше, чем меньше срок службы оборудования. Так, амортизационные отчисления для линий на деревянных опорах составляют 4—5%, для линий на металлических и железобетонных опорах 3%, для электрооборудования подстанций 6%, для кабельных линий 3%.

Отчисления на текущий ремонт предназначены для поддержания оборудования в рабочем состоянии. Во время текущего ремонта меняют изоляторы, окрашивают опоры, кожухи оборудования подстанций, исправляют небольшие повреждения. Отчисления на текущий ремонт относительно невелики и составляют 0,5—1%. Отчисления на обслуживание сети расходуют на содержание эксплуатационного персонала, на транспортные средства и пр. Отчисления на обслуживание сети достигают 3—4% для ВЛ на деревянных опорах, 2% — для ВЛ на металлических и железобетонных опорах и для кабельных линий и 2,5% для подстанций.

Себестоимость передачи электроэнергии С равна отношению суммарных ежегодных издержек *И* к количеству электроэнергии $A_{год}$, полученной потребителями за год:

$$С=И/A_{год}. \quad (6\text{-}3)$$

Экономические критерии выбора вариантов. Наивыгоднейшим из сравниваемых считают вариант, имеющий наименьшие экономические показатели

$$К=\text{мин. и } И=\text{мин.} \quad (6\text{-}4)$$

при выполнении всех технических требований по электроснабжению потребителей.

В тех случаях, когда ни один из сравниваемых вариантов не удовлетворяет условию (6-4), наивыгоднейшим считают вариант с наименьшими приведенными народнохозяйственными затратами

$$З=\text{мин.} \quad (6\text{-}5)$$

В простейшем случае при единовременных капитальных вложениях *К* на сооружение сети (если срок строительства не более 1 года) и постоянных последующих ежегодных издержках *И* на ее эксплуатацию *приведенные затраты* определяются по формуле:

$$З=p_{н}К+И=pК+И_{A}, \quad (6\text{-}6)$$

где $p_{н}$ — нормативный коэффициент капитальных вложений, принимается равным 0,12:

$$p=p_{н}+p_{\Sigma} \text{ [см. формулу (6-2)].}$$

Формула (6-6) справедлива для случаев, когда сравниваемые варианты выполнения электрических сетей обеспечивают одинаковую степень надежности электроснабжения потребителей. Если степень обеспечения надежности электроснабжения в разных вариантах различна, то

$$З=p_{н}К+И+У=pК+И_{A}+У, \quad (6\text{-}7)$$

где У — вероятный народнохозяйственный ущерб от перерывов электроснабжения, имеющий место при отключениях потребителей вследствие повреждений или ремонтов элементов сети [см. формулу (5-3) и пример 5-1].

Если сроки строительства сетей превышают 1 год, то капитальные затраты по годам будут различными. Приведение капитальных затрат к расчетному году при

этом производят с учетом сложных процентов (см. [Л. 8, 25]).

После выполнения расчетов по выбору параметров элементов сети обычно производится определение удельных капиталовложений на 1 *квт* передаваемой мощности K_0 и себестоимости *C* передачи электроэнергии по сети. Полученные значения сравниваются с апробированными в аналогичных условиях (рис. 6-1, 6-2), что дает возможность судить о технико-экономической целесообразности принимаемого решения.

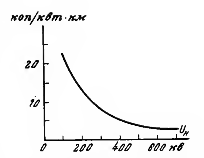


Рис. 6-1. Удельные капиталовложения K_0 (*коп/квт·км*) в электропередачу для линий 110 *кв* и выше.

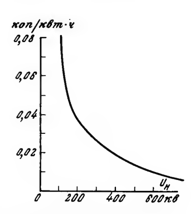


Рис. 6-2. Себестоимость *C* передачи 1 *квт·ч* электроэнергии на 100 *км* для ВЛ напряжением 110—500 *кв*.

6-3. Определение потерь энергии в элементах сети

В современных электрических системах электроэнергия передается от генераторов станций по линиям сетей различных напряжений, т. е. подвергается неоднократной трансформации. Суммарные потери мощности и энергии в такой системе могут достигать 15—20%. Таким образом, если установленная мощность генераторов системы составляет, например, 2 000 *Мвт*, то потери мощности в ее сетях всех напряжений могут достигать 300—400 *Мвт*, т. е. на покрытие их в системе должны работать три-четыре генератора мощностью 100 *Мвт* каждый.

Величина потерь энергии в сети заметно влияет на ежегодные эксплуатационные расходы и себестоимость передачи электроэнергии. Для правильного проектиро-

вания и эксплуатации надо уметь определять потери мощности и энергии в сети и знать способы возможного их снижения (см. гл. 7).

Величина потерь энергии в элементе сети существенно зависит от характера изменения его нагрузки в течение суток. Обычно изменение нагрузки ЭП или группы ЭП определяется ступенчатым графиком. Поэтому потери энергии ΔA в продольном сопротивлении R определяются:

$$\Delta A=\frac{R}{U^2}\sum_{i=1}^{n}S_i^2\Delta t_i=\frac{R}{U^2}\sum_{i=1}^{n}(P_i^2+Q_i^2)\,\Delta t_i, \qquad (6\text{-}8)$$

где n — количество ступеней изменения нагрузки в графике нагрузки; U — некоторое среднее или номинальное значение напряжения сети.

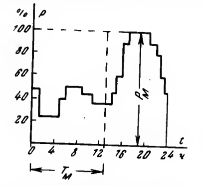


Рис. 6-3. Типовой суточный график активных нагрузок небольшого города.

Графики $P=f(t)$ и $Q=f(t)$ заранее неизвестны, поэтому практически приходится пользоваться их числовыми характеристиками. Наибольшую нагрузку рассматриваемого элемента сети за сутки называют наибольшей суточной нагрузкой ($P_м$ на рис. 6-3 или $Q_м$ на графике реактивной мощности). Площадь суточного графика активных нагрузок в определенном масштабе дает величину электроэнергии A, полученную данным потребителем за сутки. Наиболее характерными суточными графиками для большинства потребителей являются графики за зимние и летние сутки. Форма суточного графика зависит от режима работы потребителей. Для иллюстрации на рис. 6-3 и 6-4 приведены типовые суточные графики для некоторых групп потребителей. Ординаты графиков выражены в процентах максимальной нагрузки за зимние сутки.

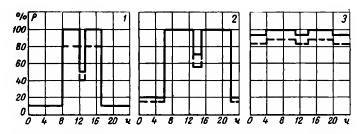


Рис. 6-4. Типовые суточные графики нагрузок промышленных предприятий.

1 — при односменной работе; *2* — при двухсменной работе; *3* — при трехсменной работе (сплошными линиями — для зимних суток, штриховыми — для летних).

При практических расчетах удобно использовать *годовые графики нагрузок по продолжительности*, показывающие длительность работы установки в течение года с различными нагрузками. На рис. 6-5 приведен такой график для активной мощности. Начальная ордината его определяется наибольшей нагрузкой $P_м$, а его площадь (заштрихована) в определенном масштабе дает количество электроэнергии $A_{год}$, полученной потребителем в течение года.

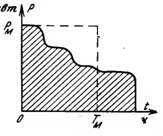


Рис. 6-5. Годовой график изменения нагрузок по продолжительности.

Обычно графики изменения нагрузки удобно характеризовать *продолжительностью наибольшей нагрузки* $T_м$. В течение времени $T_м$ потребитель, работая с наибольшей нагрузкой $P_м$, получил бы из сети такое же количество электроэнергии, как и при работе по действительному графику в течение года (рис. 6-3, 6-5):

$$T_м = \frac{A_{год}}{P_м} = \frac{\sum_{t=0}^{8\,760} P_t \Delta t}{P_м}. \qquad (6\text{-}9)$$

Для односменных промышленных предприятий $T_м$ в среднем равно 1 500—2 200, двухсменных — 3 000 —

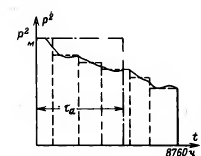


Рис. 6-6. Квадратичный годовой график изменения активной мощности по продолжительности (аналогичный квадратичный график строится для реактивной мощности).

4 500, трехсменных — 5 000—7 000 *ч*. Для осветительно-бытовой нагрузки городов $T_м \approx 2\,000$—3 000 *ч*.

При построении графиков по продолжительности для реактивной мощности необходимо учитывать режимы работы компенсирующих устройств.

Для оценки величины потерь энергии при проектировании применяют величину *времени потерь* τ. В течение этого времени при наибольшей нагрузке потери энергии получаются такими же, как и при нагрузке, изменяющейся в течение года по действительному графику (рис. 6-6):

$$\Delta A = \frac{R}{U^2}\left(\sum_{t=0}^{8\,760} P_i^2 \Delta t_i + \sum_{t=0}^{8\,760} Q_i^2 \Delta t_i\right) = \frac{R}{U^2}\left(P_м^2 \tau_а + Q_м \tau_р\right). \quad (6\text{-}10)$$

Значения $\tau_а$ и $\tau_р$ зависят от формы соответствующих графиков изменения активной и реактивной мощности нагрузки. Практически часто используют общее значение τ:

$$\Delta A = \frac{R}{U^2} S_м^2 \tau = \Delta P_м \tau, \quad (6\text{-}10а)$$

где $\Delta P_м$ — потери мощности при наибольшей нагрузке.

В этом случае предполагают условно, что очертания графиков активной и реактивной мощности близки и поэтому коэффициент мощности нагрузки почти не изменяется в течение года.

Величина τ определяется по графикам $\tau = f(T_м, \cos\varphi_м)$ (см., например, [Л. 9]). Для графиков типовой формы может быть также использована эмпирическая формула [Л. 25]:

$$\tau = \left(0{,}124 + \frac{T_м}{10^4}\right)^2 8\,760 \text{ ч}. \quad (6\text{-}11)$$

Потери энергии в n трансформаторах, непрерывно включенных в работу и работающих параллельно, определяются приближенно по формуле

$$\Delta A_т = n\Delta P_х \, 8\,760 + \frac{1}{n} \Delta P_к \left(\frac{S_м}{S_н}\right)^2 \tau, \qquad (6\text{-}12)$$

где $S_м$ — наибольшая в году суммарная нагрузка трансформаторов.

Если в каждом из i-х режимов число n_i параллельно работающих и включенных трансформаторов изменяется, то суммарные потери энергии для m характерных режимов в течение года равны:

$$\Delta A_т = \Delta P_х \sum_{i=1}^{m} n_i t_i + \Delta P_к \sum_{i=1}^{m} \frac{1}{n_i} \left(\frac{S_i}{S_н}\right)^2 t_i. \qquad (6\text{-}13)$$

Пример 6-1. Определить потери энергии в двухцепной линии 220 *кв* длиной 200 *км* с проводами марки АСО-300. Потери мощности при наибольшей нагрузке линии определены в примере 2-3 и составляют 6 *Мвт*, активное сопротивление линии равно 10,8 *ом.* Определить потери энергии в линии в течение года, если продолжительность наибольшей нагрузки для нее равна $T_м = 5\,000$ *ч.*

Решение. По формуле (6-11) в соответствии с заданным значением $T_м$ определяем время потерь:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{5\,000}{10\,000}\right)^2 \cdot 8\,760 = 3\,420 \text{ ч.}$$

Потери энергии в линии в течение года определяем по формуле (6-10 а) в соответствии с заданным значением $\Delta P_м = 6$ *Мвт*:

$$\Delta A = 6 \cdot 3\,420 = 20,5 \cdot 10^3 \text{ Мвт} \cdot \text{ч}.$$

При наибольшей нагрузке линии $P_м = 120$ *Мвт* (см. пример 2-3) суммарное количество электроэнергии, полученное потребителями в течение года, определяем по формуле (6-9):

$$A_{год} = 120 \cdot 5\,000 = 60 \cdot 10^4 \text{ Мвт} \cdot \text{ч}.$$

Потери энергии в линии в процентах от величины $A_{год}$

$$\Delta A_{\%} = \frac{\Delta A}{A_{год}} \, 100 = \frac{20,5 \cdot 10^3 \cdot 100}{60 \cdot 10^4} = 3,4\%,$$

что является приемлемым.

Пример 6-2. Определить потери энергии за год в трансформаторах мощностью по 16 *Мва*, 110/10 *кв*, установленных на подстанциях *А* и *Б*. На каждой подстанции установлено по два трансформатора. На подстанции *А* оба трансформатора работают непрерывно в течение года, наибольшая нагрузка подстанции $S_м = 25$ *Мва*, $T_м = 5\,000$ *ч.* На подстанции *Б* в течение $t_1 = 4\,000$ *ч* работают два трансформатора с суммарной нагрузкой $S_1 = 25$ *Мва*. В течение остального времени $t_2 = 4\,760$ *ч* работает один трансформатор с нагрузкой $S_2 = 10$ *Мва*.

Паспортные данные трансформатора мощностью 16 *Мва*: $\Delta P_{т} = 26$ *квт*; $\Delta P_{к} = 85$ *квт* (см. приложение П4-2).

Решение. Потери энергии в трансформаторах подстанции *А* определяем по формуле (6-12):

$$\Delta A_{т} = 2 \cdot 26 \cdot 8\,760 + \frac{1}{2}\ 85\left(\frac{25}{16}\right)^2 \cdot 3\,420 = 810 \cdot 10^3\ квт \cdot ч.$$

Потери энергии в трансформаторах подстанции *Б* определяем по формуле (6-13).

$$\Delta A_{т} = (2 \cdot 4\,000 + 1 \cdot 4\,760) + 85\left[\frac{1}{2}\left(\frac{25}{16}\right)^2 \cdot 4\,000 + \left(\frac{10}{16}\right)^2 \cdot 4\,760\right] = 907 \cdot 10^3\ квт \cdot ч.$$

6-4. Выбор сечений проводов по условиям экономичности

Экономические показатели линий электрических сетей в значительной степени зависят от правильности выбора сечений проводов ВЛ или жил кабелей (в дальнейшем сокращенно проводов). С увеличением сечения проводов линии возрастают затраты на ее сооружение $K_л$ и отчисления от них $p\ K_л$ [см. формулу (6-6)], что изображено кривой *I* на рис. 6-7 (при этом условно предположено, что удельная стоимость 1 *км* линии зависит линейно от сечения *F* проводов). Одновременно уменьшаются потери энергии и их стоимость за год $И_А$ (кривая *II*). Минимуму приведенных народнохозяйственных затрат *З* (кривая *III*) соответствует некоторое значение сечения, которое назовем экономическим $F_{эк}$.

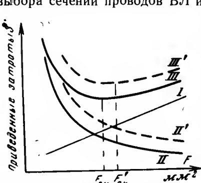


Рис. 6-7. Зависимость приведенных народнохозяйственных затрат от сечения проводов линии.

Из тех же кривых рис. 6-7 видно, что при сечениях, несколько меньших $F_{эк}$, отчисления от капитальных вложений уменьшаются значительно быстрее, нежели

увеличиваются приведенные затраты. Учитывая это, а также перспективный характер расчетных нагрузок (см. § 6-1) сети, экономически целесообразно принимать ближайшее стандартное сечение, меньшее $F_{эк}$, так как при этом уменьшаются расходы металла и средств на сооружение сети при незначительном увеличении приведенных затрат. В связи с этим для определения сечения проводов рекомендуют экономические плотности тока [Л. 34]

$$j_{эк}=I_м/F_{эк},$$

приведенные в табл. 6-1.

С увеличением средней годовой нагрузки линии (более равномерный годовой график, большее значение $T_м$) потери энергии в линии при том же сечении увеличиваются, а следовательно, увеличивается и стоимость потерянной энергии (кривая II'). В результате этого экономически целесообразным сечением является уже несколько большее значение $F'_{эк}$, соответственно с увеличением $T_м$ экономическая плотность тока несколько снижается (табл. 6-1).

Экономическое сечение при этом определяется

$$F_{эк}=I_м/j_{эк}. \qquad (6\text{-}14)$$

Под током $I_м$ здесь следует понимать наибольший длительный ток нагрузки цепи в нормальном режиме

Таблица 6-1

Экономическая плотность тока

Наименование проводников	Экономическая плотность тока, $а/мм^2$, при продолжительности использования наибольшей нагрузки, ч		
	Более 1 000 до 3 000	Более 3 000 до 5 000	Более 5 000 до 8 760
Голые провода и шины:			
медные	2,5	2,1	1,8
алюминиевые	1,3	1,1	1,0
Кабели с бумажной изоляцией с жилами:			
медными	3,0	2,5	2,0
алюминиевыми	1,6	1,4	1,2
Кабели с резиновой и пластмассовой изоляцией с жилами:			
медными	3,5	3,1	2,7
алюминиевыми	1,9	1,7	1,6

работы, определенный без учета возможных в эксплуатации перегрузок и увеличения ее нагрузки при авариях и ремонтах. Для двухцепной линии ток $I_м$ равен току нагрузки линии при работе двух цепей.

Выбору по экономической плотности тока не подлежат: сети промышленных предприятий и сооружений напряжением до 1 000 *в* при $T_м$ до 4 000—5 000 *ч* и осветительные сети промышленных предприятий, жилых и общественных зданий, проверенные по потерям напряжения.

6-5. Проверка сечений проводов по техническим условиям

При выборе сечений проводов приходится учитывать ряд технических требований, которые накладывают ограничения на величину сечений. Часто эти ограничения определяют сечения проводов, поэтому условно считают, что выбор сечений производится по этим условиям. Ниже они рассмотрены подробнее.

Для устранения *общей короны* на проводах и заметных радиопомех в линиях с напряжениями выше 35 *кв* установлены наименьшие значения сечений $F_{нм.кор}$ (см. § 2-2). В связи с этим для ВЛ указанных напряжений выбираемые сечения проводов должны удовлетворять условию

$$F \geqslant F_{нм.кор}. \qquad (6\text{-}15)$$

В ПУЭ [Л. 34] установлены наименьшие значения сечений проводов $F_{нм.мех}$ ВЛ различных типов, допустимые по условиям *механической прочности*. Практически это условие может являться ограничивающим при выборе сечений проводов в сетях напряжением 35 *кв* и ниже с малой плотностью нагрузки (например, в сельских районах). Во всяком случае всегда должно быть соблюдено условие

$$F \geqslant F_{нм.мех}. \qquad (6\text{-}16)$$

В ряде случаев определяющей при выборе сечений проводов является величина *допустимой потери напряжения* $\Delta U_д$ (см. § 4-2). Это связано с тем, что величина потери напряжения $\Delta U = (PR + QX)/U$ зависит от активного и индуктивного сопротивлений линии. С увеличением сечения проводов активное сопротивление линии и потери напряжения в ней уменьшаются. Индуктивное

сопротивление линии мало зависит от сечения ее проводов.

В электрических сетях напряжением 35 *кв* и ниже применяют провода и кабели небольших сечений, нагрузки этих сетей имеют относительно высокий коэффициент мощности, при этом обычно $PR \gg QX$. В связи с этим увеличение сечений проводов в этих сетях приводит к заметному снижению потери напряжения в них. В ряде случаев этот способ уменьшения фактической величины потери напряжения $\Delta U_ф$ до $\Delta U_д$ может оказаться наиболее экономичным.

Рассмотрим выбор сечений проводов и кабелей распределительных сетей по допустимой потере напряжения. Для линий с несколькими нагрузками при этом должны быть известны дополнительные условия, связанные с экономичностью сооружения сети. Обычно линии относительно небольшой длины с несколькими нагрузками выполняют проводами одного сечения, что связано с удобством монтажа и эксплуатации их. При малой продолжительности наибольших нагрузок $T_м = 1\,500 \div 2\,000$ *ч* потери энергии в сетях относительно малы. В таких сетях в целях уменьшения первоначальных вложений и расхода металла выбирают сечения проводов из условия минимума расхода цветного металла. В протяженных сетях при значительной величине $T_м$ выбирают сечения проводов из условий постоянства плотности тока. В этом случае при заданном расходе цветного металла получаются наименьшие потери мощности. Ниже рассматривается только случай выбора сечений проводов для линии с неизменным сечением. Остальные случаи см., например, в [Л. 9].

Для линии неизменного сечения с несколькими нагрузками известны мощности нагрузок и протекающие по участкам сети, длины участков сети, материал проводов, номинальное напряжение сети и величина допустимой потери напряжения $\Delta U_д$. Потеря напряжения в такой линии [см. формулу (2-29) и (2-29а)]

$$\Delta U = \frac{\Sigma Prl}{U_н} + \frac{\Sigma Qxl}{U_н} =$$

$$= \sqrt{3} \sum I_а rl + \sqrt{3} \sum I_р xl = \Delta U_а + \Delta U_р. \qquad (6\text{-}17)$$

Расчет ведется методом последовательных приближений. Вначале задаются некоторым средним значе-

нием погонного индуктивного сопротивления x, по которому определяют слагающую потери напряжения, обусловленную реактивными сопротивлениями:

$$\Delta U_{\text{р}} = \frac{\Sigma Qxl}{U_{\text{н}}} = \sqrt{3}\sum I_{\text{р}}xl. \qquad (6\text{-}18)$$

Затем определяют допустимое значение слагающей потери напряжения, обусловленной активными сопротивлениями, с учетом того, что $r = 1/\gamma F$:

$$\Delta U_{\text{а.д}} = \Delta U_{\text{д}} - \Delta U_{\text{р}} = \frac{\Sigma Pl}{\gamma F U_{\text{н}}} = \frac{\sqrt{3}\Sigma I_{\text{а}} l}{\gamma F},$$

откуда получается формула для определения сечения проводов:

$$F = \sum \frac{Pl}{\gamma \Delta U_{\text{а.д}} U_{\text{н}}} = \frac{\sqrt{3}\Sigma I_{\text{а}} l}{\gamma \Delta U_{\text{а.д}}}. \qquad (6\text{-}19)$$

Найденное значение сечения округляют до ближайшего большего стандартного и по действительным значениям r и x определяют фактическую потерю напряжения $\Delta U_{\text{ф}}$ по (6-17). Затем сравнивают $\Delta U_{\text{ф}}$ с $\Delta U_{\text{д}}$. Если $\Delta U_{\text{ф}} > \Delta U_{\text{д}}$, то выбирают следующее большее по стандартной шкале сечение.

Если к рассмотренной линии присоединяются ответвления, выполненные другим сечением, то для них расчетной величиной $\Delta U_{\text{д.от}}$ является величина, определяемая разностью из допустимой потери $\Delta U_{\text{д}}$ и потери напряжения в магистральной линии до места ответвления.

Проверка сечений проводов и кабелей по *условиям нагрева* должна производиться в нормальных, аварийных и послеаварийных режимах.

При протекании тока в проводе сопротивлением R выделяется тепло, и он нагревается. Количество тепла, выделенное неизменным по величине током I, равно I^2R. Превышение температуры проводника $\vartheta_{\text{п}}$ над температурой окружающей среды ϑ_0 пропорционально количеству выделяемого тепла, а следовательно, квадрату длительно протекающего по проводнику тока, и зависит от условий его охлаждения.

В [Л. 34] даны готовые таблицы длительно допустимых токов нагрузки на провода и кабели из разных материалов и при разных условиях прокладки, определенные при длительно допустимой температуре $\vartheta_{\text{п.д}}$ проводника и расчетной температуре ϑ_0 окружающей среды

(см. также П1 и П3)[1]. В связи с этим проверка на нагревание проводов и кабелей сводится к необходимости выполнения условия

$$I_д = k_п I'_д \geqslant I_м, \qquad (6\text{-}20)$$

где $I_м$ — наибольший рабочий ток цепи, для которой предназначен проводник (в нормальном или послеаварийном режиме); $I'_д$ — длительно допустимый из условий нагрева ток нагрузки, по табл. П1, П3-1, П3-2 при заданных расчетных условиях; $k_п$ — поправочный коэффициент, вводимый для случая, когда фактические условия (температура окружающей среды и т. п.) отличаются от расчетных. Если поправочных коэффициентов несколько то $k_п$ равен их произведению.

Ниже приведены некоторые дополнительные пояснения к табл. П1 и П3 допустимых нагрузок [Л. 34].

При выборе сечений проводов поправочный коэффициент на температуру воздуха (приложение П3-4) следует учитывать только тогда, когда действительная температура воздуха значительно отличается от расчетной +25 °С, а именно: для районов Крайнего Севера, вечной мерзлоты, тропиков и т. п.

Длительно допустимые токи нагрузки на одиночные кабели, прокладываемые в трубах в земле без искусственной вентиляции, принимают как для кабелей, прокладываемых в воздухе.

При смешанной прокладке кабелей в трубах и непосредственно в земле длительно допустимые токи нагрузки принимают для участка трассы с наихудшими тепловыми условиями, если длина его более 10 *м*.

При прокладке нескольких кабелей в земле, включая прокладку в трубах, с расстояниями в свету между кабелями (трубами) 100, 200 и 300 *мм* длительно допустимые токи нагрузки должны быть уменьшены путем введения снижающих коэффициентов (табл. П3-3). Резервные кабели учитывать не надо. При этом под резервными кабелями понимают также нормально работающие недогруженные кабели, при отключении которых возможна передача по оставшимся в работе кабелям всей расчетной мощности. При прокладке нескольких кабелей на воздухе вводить поправочный коэффициент, учитывающий число кабелей, не надо.

Для кабелей с бумажной пропитанной изоляцией напряжением 10 *кв* и ниже в течение послеаварийного режима (не более 5 суток) допускается кратковременная перегрузка до 130% в часы наибольших нагрузок.

Пример 6-3. Выбрать сечение проводов воздушной линии сети трехфазного переменного тока напряжением 380 *в* с алюминиевыми проводами для питания нескольких мелких промышленных предприятий ($T_м = 2\,500$ *ч*). Схема сети представлена на рис. 6-8. Там же указаны нагрузки сети и длины участков. Длина линии *ИЗ* невелика, поэтому она должна быть выполнена проводами одного сечения.

[1] Принято +25 °С для линий на воздухе и +15 °С — при прокладке в земле.

И 90 м 70 м 2 50 м 3
150+j70 90+j40 50+j20
50+j30 ква 40+j20 50+j20

Рис. 6-8. К примеру 6-3.

Среднегеометрическое расстояние между проводами $D_{ср}=600$ *мм*. Величина допустимой потери напряжения в данной сети не должна превышать для заданных исходных условий (см. § 4-2) величины 7,5% (28,5 *в*). Требуется проверить, каким образом изменится сечение проводов для данной линии, если величина допустимой потери напряжения будет уменьшена до 5 и до 2,5%.

Решение. Сечение проводов определяем по допустимой потере напряжения и проверяем по условиям нагрева. Расстояние между проводами мало, поэтому задаемся величиной $x=0{,}35$ *ом/км*.

Слагающую $\Delta U_р$ потери напряжения определяем по формуле (6-18), подставляя в нее x (*ом/км*), длины участков (*км*), значения реактивной мощности по участкам сети (*квар*) и номинальное напряжение сети (*в*). Для получения потери напряжения в вольтах вводится коэффициент 10^3:

$$\Delta U_р = \frac{0{,}35 \cdot 10^3}{380} (70 \cdot 0{,}09 + 40 \cdot 0{,}07 + 20 \cdot 0{,}05) = 9{,}3 \text{ в}.$$

Допустимое значение слагающей $\Delta U_{а.д}$ потери напряжения равно:

$$\Delta U_{а.д} = \Delta U_д - \Delta U_р = 28{,}5 - 9{,}3 = 19{,}2 \text{ в}.$$

Сечение проводов линии *И3* определяем по формуле (6-19), подставляя в нее проводимость алюминия $\gamma=32$ *м/(ом · мм²)*, длины участков сети (*м*), активные мощности, протекающие по участкам сети (*квт*), номинальное напряжение и потерю напряжения (*в*). Для перевода нагрузки в ватты вводится коэффициент 10^3:

$$F = \frac{10^3 (150 \cdot 90 + 90 \cdot 70 + 50 \cdot 50)}{380 \cdot 32 \cdot 19{,}2} = 95{,}5 \text{ мм}^2.$$

По приложению П1 выбираем провода ближайшего стандартного сечения $A=95$, для которых $r=0{,}34$ *ом/км* и $x=0{,}300$ (приложение П2-1).

Действительные потери напряжения определяем по формуле (6-17):

$$\Delta U_ф = \frac{0{,}34 \cdot 10^3}{380} (150 \cdot 0{,}09 + 90 \cdot 0{,}07 + 50 \cdot 0{,}05) +$$

$$+ \frac{0{,}300 \cdot 10^3}{380} (70 \cdot 0{,}09 + 40 \cdot 0{,}07 + 20 \cdot 0{,}07) = 19{,}3 + 8 = 27{,}3 \text{ в},$$

что соответствует 7,2%, т. е. меньше $\Delta U_д$. Интересно отметить, что основную часть потери напряжения в линии определяет ее слагающая $\Delta U_а = 19{,}3$ *в* (5,1%), в то время как реактивная слагающая $\Delta U_р$ равна всего 8 *в* (2,1%).

Если $\Delta U_д=5\%$, то сечение проводов одноцепной линии должно быть увеличено до 167 *мм²* или до стандартного сечения 185 *мм²*. Воздушные линии 380 *в* с таким сечением получаются очень громозд-

ким и их практически не применяют. Поэтому в данном случае пришлось бы сооружать две линии, при этом величина x уменьшилась бы примерно в 2 раза и суммарное сечение двух линий потребовалось бы в соответствии с формулой (6-19) равным 132 *мм²*. Это соответствует двум линиям со стандартным сечением проводов 70 *мм²*. Таким образом, снижение величины допустимой потери напряжения до 5% потребовало бы сооружения двух линий почти такого же сечения, что и линия в первом рассмотренном случае (при $\Delta U_{д}=7{,}5\%$).

Если $\Delta U_{д}=2{,}5\%$, то пришлось бы сооружать три линии сечением по 95 *мм²* каждая или четыре линии сечением по 70 *мм²*, что практически явно нецелесообразно. Из приведенных данных видно, как важно применять необходимые меры по обеспечению необходимых значений допустимых потерь напряжения в распределительных сетях напряжением до 1 000 *в* (см. § 4-2).

Проверяем выбранное сечение проводов линий по условиям нагрева.

Наибольший рабочий ток линии *И1*

$$I_{м}=\frac{\sqrt{150^2+70^2}\cdot 10^3}{\sqrt{3}\cdot 380}=250\ a<320\ a$$

(приложение П1). Таким образом, выбранное сечение проводов удовлетворяет всем условиям.

Пример 6-4. Два небольших завода с одинаковой наибольшей нагрузкой 3 000 *квт* при коэффициенте мощности 0,85 питаются от шин 10 *кв ЦП* кабельными линиями с алюминиевыми жилами с бумажной изоляцией (рис. 6-9). По условиям технологического процесса завод *Б* не может иметь перерыва в подаче электроэнергии, поэтому он питается двумя линиями. Завод *А* питается одиночной кабельной линией. При ее повреждении на время ремонта завод получает питание от резервной линии, связанной с другим источником питания и отключенной в нормальном режиме.

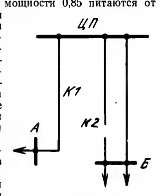


Рис. 6-9. Схема сети к примеру 6-4.

Число часов использования наибольшей нагрузки для обоих заводов $T_{м}=4\,000$ *ч*.

Три кабельные линии проложены в земле на значительном расстоянии в одной траншее. Расстояние между кабелями в свету 200 *мм*. При пересечении магистральной улицы шириной 60 *м* кабельные линии проложены в трубах без искусственной вентиляции.

Определить сечения жил кабельных линий *К1* и *К2* (рис. 6-9) по экономической плотности тока и проверить выбранные сечения по нагреву в нормальном и послеаварийном режимах, если температура земли равна +10, а температура воздуха в трубах +20 °С.

Решение. Ток нагрузки кабельной линии *К1*

$$I_{м}=\frac{3\,000}{\sqrt{3}\cdot 10\cdot 0{,}85}=204\ a.$$

Экономическая плотность тока для кабеля с алюминиевыми жилами при $T_м = 4\,000$ равна 1,4 $а/мм^2$ (табл. 6-1). Экономическое сечение линии *К1* $F_{эк} = 204/1{,}4 = 146$ $мм^2$; по стандарту выбираем кабель с сечением жил 150 $мм^2$.

Проверяем выбранное сечение жил кабельной линии *К1* по нагреву. При прокладке в земле кабель 10 *кв* с сечением алюминиевых жил 150 $мм^2$ допускает ток нагрузки (см. приложение П3-1) $I'_д = 275$ *а*, а с учетом действительных условий прокладки [см. формулу (6-20)] $I_д = 275 \cdot 0{,}92 \cdot 1{,}06 = 268$ $a > I_м$, где 0,92 — поправочный коэффициент, учитывающий число кабелей, лежащих рядом в земле (табл. П3-3); в данном случае учитываются только два кабеля, так как один из кабелей линии *К2* является резервным; 1,06 — поправочный коэффициент на температуру земли (табл. П3-4).

Для прокладки в трубе следует взять кабель с сечением жил 185 $мм^2$ (табл. П3-2) при допустимом токе $I'_д = 235$ *а*. Допустимый ток с учетом условий прокладки $I_д = 235 \cdot 0{,}92 \cdot 1{,}07 = 230$ *а*, где 0,92— поправочный коэффициент на число кабелей; 1,07 — поправочный коэффициент на температуру воздуха в трубе (табл. П3-4).

По кабельной линии *К2* в нормальном режиме проходит ток $I'_м = 204/2 = 102$ *а*, а в послеаварийном режиме $I_м = 204$ *а*.

Экономическое сечение линии *К2* определяем по току нормального режима $F_{эк} = 102/1{,}4 = 73$ $мм^2$; по стандарту выбираем кабель с сечением жил 70 $мм^2$.

Проверяем выбранное сечение жил кабельной линии *К2* на нагрев в послеаварийном режиме током $I_м = 204$ *а*.

Допустимый ток нагрузки кабеля с учетом условий прокладки $I_д = 165 \cdot 0{,}92 \cdot 1{,}3 \cdot 1{,}06 = 209$ $a > I_м$, что допустимо (1,3 — коэффициент перегрузки кабеля в послеаварийном режиме). Для прокладки в трубе следует взять кабель с сечением жил 120 $мм^2$ (табл. П3-2). Допустимый ток нагрузки $I_д = 185 \cdot 0{,}92 \cdot 1{,}3 \cdot 1{,}07 = 236$ $a > I_м$.

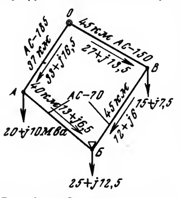


Рис. 6-10. Схема сети к примеру 6-6.

Пример 6-5. Определить сечение сталеалюминиевых проводов двухцепной линии трехфазного тока напряжением 220 *кв* с наибольшей нагрузкой в нормальном режиме $S_м = 200 + j70$ *Мва*. Продолжительность использования наибольшей нагрузки $T_м = 5\,800$ *ч*.

Решение. Рабочий ток в фазе одной цепи линии

$$I'_м = \frac{\sqrt{200^2 + 70^2} \cdot 10^3}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 279 \ a.$$

По табл. 6-1 при $T_м = 5\,800$ *ч* экономическая плотность тока $j_{эк} = 1$ $а/мм^2$.

Экономическое сечение проводов линии $F_{эк} = 279/1 = 279$ $мм^2$.

В соответствии со стандартом (приложение П1) выбираем провода марки АСО-300. Допустимый ток $I_д$ по нагреву для этих проводов, проложенных вне помещений при температуре воздуха +25 °С (приложение П1), равен 690 *а*. Проверка выбранного сечения проводов по нагреву показывает, что $I'_м < I_д$.

В послеаварийном режиме при отключении одной линии рабочий ток оставшейся в работе линии равен: $I_м = 2 \cdot 279 = 558$ *а* $< I_д$.

Выбранное сечение провода удовлетворяет также условиям исключения общей короны, так как сечение 300 *мм*² больше допустимого по условиям коронирования (см. § 2-2).

Пример 6-6. Определить сечения проводов кольцевой воздушной сети трехфазного тока напряжением 110 *кв* (рис. 6-10). Линия выполнена сталеалюминиевыми проводами. Нагрузки сети и длины линий указаны на схеме. Число часов использования наибольших нагрузок $T_м = 4\,000$ *ч*.

Р е ш е н и е. Определим потокораспределение в сети по формуле (2-35):

$$\dot{S}_{OA} = \frac{(15+j7,5)\cdot 45 + (25+j12,5)\,90 + (20+j10)\,130}{167} =$$

$$= 33 + j16,5 \ Мва.$$

Нагрузка второго головного участка OB

$$S_{OB} = (20+j10) + (25+j12,5) + (15+j7,5) -$$

$$-(33+j16,5) = (27+j13,5) \ Мва.$$

Нагрузки участков $AБ$ и $БВ$ находятся аналогично и указаны на схеме сети. Потокораздел выявлен в пункте $Б$.

Рабочие токи в линиях сети определяем при номинальном напряжении сети:

$$I_{OA} = \frac{\sqrt{33^2 + 16,5^2}\cdot 10^3}{\sqrt{3}\cdot 110} = 194 \ а.$$

Аналогично определяются токи для остальных участков сети:

$$I_{AБ} = 76,7 \ а; \ I_{БВ} = 70,5 \ а; \ I_{OB} = 158 \ м.$$

Экономическая плотность для сталеалюминиевых проводов при $T_м = 4\,000$ *ч* (табл. 6-1) равна 1,1 *а/мм*².

Экономические сечения проводов линий:

$F_{OA} = 194/1,1 = 176$ *мм*², аналогично определяем: $F_{AБ} = 69,8$ *мм*²; $F_{БВ} = 64$ *мм*² и $F_{OB} = 144$ *мм*².

Выбираем стандартные провода марки АС-185 для участка OA, $I_д = 510$ *а*; для участков OB — АС-150, $I_д = 445$ *а*; для участков $AБ$ и $БВ$ — АС-70, $I_д = 265$ *а*.

В послеаварийном режиме при отключении головного участка OA по участку OB пойдет суммарный ток нагрузки сети

$$I_{OB} = \frac{\sqrt{60^2 + 30^2}\cdot 10^3}{\sqrt{3}\cdot 110} = 352 \ а,$$

что меньше допустимого тока для проводов марки АС-150.

Наибольший ток в послеаварийном режиме по линии, выполненной проводами марки АС-70, будет в линии $БВ$ при отключении линии OA:

$$I_{БВ} = \frac{\sqrt{45^2 + 22,5^2}\cdot 10^3}{\sqrt{3}\cdot 110} = 264 \ а,$$

что не превышает допустимого тока для этих проводов.

6-6. Выбор номинального напряжения и схемы сети

Величина номинального напряжения электрической сети весьма существенно влияет на ее технико-экономические показатели. При более высоком напряжении повышается пропускная способность линий, имеющих одно и то же сечение проводов, снижаются потери мощности, энергии и напряжения, уменьшается расход материала на провода (за исключением тех случаев, когда сечения проводов выбираются из условий коронирования), упрощаются схемы соединений подстанций, облегчается дальнейшее развитие сети. Все это приводит часто к уменьшению расходов на эксплуатацию сети. В то же время в сетях более высокого напряжения увеличивается стоимость электрооборудования и сооружения линий. Для иллюстрации укажем, что, например, при напряжении 110 *кв* одноцепная линия на металлических опорах стоит в среднем 9 тыс. *руб/км*, выключа-

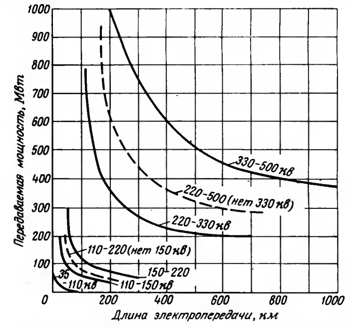


Рис. 6-11. Целесообразные области применения электрических сетей разных номинальных напряжений в СССР в зависимости от протяженности и мощности нагрузки передачи.

тель — около 25 тыс. руб., двухобмоточный трансформатор мощностью 25 *Мва* с монтажом — примерно 50 тыс. руб. При напряжении 220 *кв* соответствующие стоимости равны приблизительно: 13 тыс. *руб/км,* 90 и 80 тыс. руб., т. е. значительно повышаются.

Накопленный в СССР большой опыт проектирования электрических сетей позволяет рекомендовать некоторые целесообразные области применения различных номинальных напряжений.

Для питающих сетей напряжением 35—220 *кв* в табл. 6-2 приведены данные о средних мощностях нагрузки на одну цепь линии и о расстояниях передачи их, полученные на основании соответствующего опыта проектирования. На рис. 6-11 приведены графики, характеризующие ориентировочную область применения электрических сетей более высоких напряжений [Л. 25].

В распределительных сетях среднего напряжения городов и промышленных предприятий в настоящее время применяют напряжение 10 *кв*. Напряжение 6 *кв* используется в сооруженных ранее сетях. Его применение может быть также целесообразно при питании значительного количества двигателей напряжением 6 *кв* на предприятиях.

Таблица 6-2

Приближенные технические характеристики сетей с напряжениями 35—220 *кв*

Номинальное напряжение, *кв*	Мощность нагрузки на одну цепь, *Мвт*	Расстояние передачи или длина линии, *км*
35	5—10	30—15
110	30—40	150—120
220	100—120	250—200

Распределительные сети напряжением до 1 000 *в* в настоящее время сооружают на напряжение 380/220 *в,* на промышленных предприятиях применяют также напряжение 660 *в*. Старые сети с другими номинальными напряжениями (220/127 и 500 *в*) сохраняются в ограниченных пределах или постепенно реконструируются.

На основании приведенных рекомендаций приближенно может быть выбрано номинальное напряжение сети. В некоторых случаях может оказаться необходимым произвести технико-экономическое сравнение схем

сетей с различными смежными номинальными напряжениями.

С учетом полученных данных в отношении номинального напряжения намечают варианты схемы сети. При этом учитывают требования в отношении обеспечения необходимой степени надежности электроснабжения потребителей в соответствии с их категориями (см. § 5-3), а также местоположение и мощности нагрузок потребителей и расположение источников питания. Число вариантов резко возрастает при увеличении числа пунктов потребления электроэнергии. Перебор всех возможных вариантов схем при числе пунктов более 10—20 практически невозможен даже при использовании ЦВМ. Поэтому при составлении и анализе возможных вариантов схем очень большое значение имеет опыт инженера-проектировщика.

Обычно варианты схем сети намечаются на основании общих соображений с учетом местных условий. Затем приближенно оцениваются некоторые их технические показатели: возможное число цепей линий (нагрузка одной цепи определяется на основании данных, например, табл. 6-2), наибольшая величина потери напряжения в сети одного напряжения в нормальных и аварийных режимах и т. п. Одновременно со схемами линий эскизно намечаются схемы подстанций и электростанций (см. § 1-5), оценивается приближенно количество требуемых выключателей, трансформаторов и т. п. На основании полученных ориентировочных технических и экономических показателей отбираются варианты, удовлетворяющие техническим требованиям и имеющие лучшие предварительные экономические показатели. После этого производится детальное технико-экономическое сравнение оставшихся вариантов в соответствии с методикой, изложенной в § 6-2. Пример выбора варианта схемы сети дан в приложении П5.

6-7. Проверка баланса мощности, выбор компенсирующих и регулирующих устройств

Баланс мощности. Предварительно в начале проектирования электрических сетей необходимо проверить обеспечение баланса мощности. В § 4-1 указывалось, что обеспечение потребителей электроэнергией с требуемыми показателями качества — отклонениями ча-

стоты и напряжения, возможно лишь при наличии резерва мощности. Баланс мощности должен составляться раздельно для активной и реактивной мощности.

Источник питания должен покрыть суммарную активную мощность нагрузки потребителей $P_{п\Sigma}$ и потери активной мощности в линиях и трансформаторах сети $\Delta P_{с\Sigma}$ во всех характерных режимах, кроме того, должна иметься некоторая резервная мощность $P_{рез}$:

$$P_{ип} \geqslant P_{п\Sigma} + \Delta P_{с\Sigma} + P_{рез}. \qquad (6\text{-}21)$$

Резерв мощности требуется для обеспечения работы данного участка электрической системы с приемлемыми параметрами в послеаварийных рабочих режимах, — при отключении части генераторов, линий и т. п. Потери активной мощности $\Delta P_{с\Sigma}$ в электрических сетях с двумя—тремя трансформациями электроэнергии могут быть оценены приблизительно в 6—8% суммарной активной мощности нагрузки потребителей.

Уравнение баланса реактивной мощности в общем виде может быть составлено лишь для концентрированных[1] электрических систем или для отдельных районов (узлов нагрузки) электрической системы:

$$Q_{ИП} + Q_{к.у} \geqslant Q_{п\Sigma} + \Delta Q_{с\Sigma} + Q_{рез} - Q_C, \qquad (6\text{-}22)$$

где $Q_{к.у}$ — мощность КУ, установка которых необходима для обеспечения баланса; Q_C — мощность, генерируемая емкостью линий сети; остальные индексы те же, что и у величин в уравнении (6-21).

Для сетей напряжением 110—150 *кв* может быть в первом приближении принято, что потери реактивной мощности в линиях равны мощности, генерируемой линиями Q_C. Потери реактивной мощности в трансформаторах могут быть оценены по приближенной формуле

$$\Delta Q_{т} \approx n \Delta Q_{т*} S_{п\Sigma}, \qquad (6\text{-}23)$$

где n — число трансформаций электроэнергии; $\Delta Q_{т*}$ — относительная величина потерь реактивной мощности

[1] Под концентрированными условно понимаются электрические системы, в которых расстояния от электростанций до потребителей электроэнергии относительно невелики. В таких системах располагаемая источниками реактивная мощность может быть передана к потребителям полностью.

в трансформаторах, изменяющаяся в пределах 0,09 — 0,12, в среднем может быть принята $\Delta Q_{т*} \approx 0,1$. Величина необходимого резерва мощности при отсутствии данных может быть принята приближенно равной 0,1 от соответствующей мощности нагрузки потребителей. С учетом вышесказанного из выражения (6-22) может быть определена *мощность компенсирующих устройств $Q_{к.у}$ (если она необходима) по условию обеспечения баланса реактивной мощности:*

$$Q_{к.у} \geqslant Q_{п\Sigma} + Q_{рез} + \Delta Q_т - Q_{ИП} =$$
$$= Q_{п\Sigma} + Q_{рез} + \Delta Q_т - P_{ИП} \operatorname{tg} \varphi_{ИП}, \qquad (6\text{-}24)$$

где $\operatorname{tg} \varphi_{ИП}$ — коэффициент реактивной мощности, который может быть обеспечен на шинах ИП.

Пример 6-7. Определить мощность компенсирующих устройств, которые необходимо установить в распределительной сети, присоединенной к шинам 10 *кв ЦП*. Принципиальная схема питающей сети представлена на рис. 6-12. Рассматриваемый *ЦП* присоединен к источнику питания *ИП* через трансформатор *Т* и линию *Л* напряжением

Рис. 6-12. Схема сети к примеру 6-7.

110 *кв*. Суммарная мощность нагрузки распределительных сетей, присоединенных к *ЦП*, равна $20+j12,4$ *Мва* ($S_{п\Sigma}=23,5$ *Мва*). Мощность, которая может быть выдана с шин *ИП* в рассматриваемую сеть, не должна превышать $24+j12$ *Мва*. Необходимый резерв мощности принять равным 0,1 от мощности нагрузки *ЦП*.

Решение. Потери активной мощности в рассматриваемой питающей сети с одной трансформацией принимаем равными 5% от $P_{п\Sigma}$. Тогда требуемая активная мощность в соответствии с формулой (6-21) будет равна:

$$20(1+0,05+0,1)=23 \text{ Мвт} < P_{ИП}=24 \text{ Мвт}.$$

Потери реактивной мощности в трансформаторе *Т* определяем по формуле (6-23) (в данном случае $n=1$):

$$\Delta Q_т = 0,1 \cdot 23,5 \approx 2,4 \text{ Мвар}.$$

Необходимый резерв реактивной мощности в сети равен

$$Q_{рез} = 0,1 \cdot 12,4 = 1,2 \text{ Мвар},$$

Необходимую мощность КУ определяем по формуле (6-24):

$$Q_{к.у}=12,4+1,2+2,4-12=4 \textit{ Мвар}.$$

Таким образом, по условию обеспечения баланса реактивной мощности в распределительной сети должны быть установлены КУ мощностью 4 *Мвар*. Необходимый резерв активной мощности в данном районе электрической системы обеспечен.

В ряде случаев величину $Q_{к.у}$, полученную из условия обеспечения баланса реактивной мощности, целесообразно увеличить по условиям экономичности. Рассмотрим этот вопрос подробнее.

Влияние передачи реактивной мощности на параметры режима и целесообразность ее компенсации. Как указывалось выше (§ 4-2), реактивная мощность генерируется не только на электростанциях, но и в сети. Источниками ее является емкость линий питающих сетей и КУ, устанавливаемые в сетях и у потребителей. В зависимости от соотношения мощности, вырабатываемой КУ и электростанциями, изменяется величина реактивной мощности, передаваемой по элементам электрических сетей. При этом изменяются и параметры режима сетей.

При увеличении передаваемой по элементу сети реактивной мощности возрастает ток в нем, что требует повышения пропускной способности элемента. Возрастание тока обратно пропорционально коэффициенту мощности нагрузки. Если при $\cos\varphi=1$ принять пропускную способность сети за 100%, то при $\cos\varphi=0,9$ она должна быть увеличена на 11%, а при $\cos\varphi=0,8$ — на 25%.

Одновременно увеличиваются потери активной и реактивной мощности, а также потери энергии в сети. Это увеличение обратно пропорционально квадрату коэффициента мощности нагрузки и получается достаточно большим. Если при $\cos\varphi=1$ принять потери за 100%, то при $\cos\varphi=0,95$ они увеличатся примерно на 11%, при $\cos\varphi=0,9$ — на 24%, при $\cos\varphi=0,8$ на 56%. В соответствии с этим увеличивается наибольшая нагрузка для всей электрической системы. Увеличение активной нагрузки приводит к необходимости увеличения установленной суммарной мощности на электростанциях, а увеличение реактивной нагрузки — к увеличению суммарной установленной мощности КУ. Увеличение потерь энергии, как уже указывалось, приводит к повышению

расхода топлива, т. е. к дополнительным денежным и материальным затратам.

Кроме того, увеличение передаваемой реактивной мощности связано с увеличением потерь напряжения, которое зависит от соотношения между реактивным X и активным R сопротивлениями данного элемента:

$$\Delta U = \frac{PR + QX}{U} = \frac{PR}{U}\left(1 + \frac{X}{R}\operatorname{tg}\varphi\right).$$

Обычно элементы сети (кроме кабельных линий) обладают сравнительно большими реактивными сопротивлениями. Поэтому увеличение потерь напряжения в рассматриваемых условиях получается достаточно большим. В ряде случаев это обстоятельство может быть нежелательным, например в тех случаях, когда $\Delta U_{\text{ф}} > \Delta U_{\text{д}}$ и для снижения величины $\Delta U_{\text{ф}}$ приходится принимать специальные, дорогостоящие мероприятия. С другой стороны, указанное обстоятельство позволяет пользоваться изменением значений передаваемой реактивной мощности для целей регулирования напряжения (см. § 4-2).

Таким образом, передача реактивной мощности во многих случаях приводит к ухудшению технико-экономических показателей работы сети и должна поэтому производиться в ограниченных пределах. В связи с этим возникает *задача компенсации реактивной мощности,* т. е. уменьшения реактивной мощности нагрузок сети. Этого можно достичь, уменьшая реактивную мощность, потребляемую ЭП, а также путем установки специальных КУ (см. § 1-4).

На промышленных предприятиях около 75% всей реактивной мощности потребляют асинхронные электродвигатели и примерно 20% — трансформаторы.

Асинхронные двигатели при номинальной нагрузке имеют относительно высокий $\cos\varphi$ (примерно 0,85 — 0,9 и выше), зависящий от мощности и типа двигателя. Но в потребляемой двигателями реактивной мощности весьма велик удельный вес реактивной мощности холостого хода. Так, для асинхронных двигателей типов А и АО мощность холостого хода достигает 60—85% реактивной мощности при номинальной нагрузке двигателя. В среднем загрузка двигателей не превышает величины 60—70%, поэтому удельный вес реактивной мощности холостого хода еще более возрастает, что ухудшает $\cos\varphi$ двигателя. Например, если при номи-

нальной нагрузке $P_н$ двигатель имеет $\cos\varphi=0,85$ и потребляемая им реактивная мощность $Q_н=0,62P_н$, то при нагрузке $0,5P_н$ потребляемая двигателем реактивная мощность примерно равна его активной мощности, что соответствует $\cos\varphi\approx0,7$.

Таким образом, одним из основных мероприятий по естественному улучшению коэффициента мощности асинхронных двигателей является повышение их загрузки. Этого достигают правильным подбором номинальной мощности асинхронных двигателей в соответствии с требуемой для привода рабочих машин.

Весьма благоприятным, если это позволяет технологический процесс, является применение СД, которые работают с $\cos\varphi=1$, или даже могут генерировать реактивную мощность (в режиме перевозбуждения).

Искусственное повышение коэффициента мощности нагрузки производится с помощью КУ. Минимальная мощность КУ определяется условиями обеспечения баланса мощности (см. выше), а также некоторыми техническими условиями, например необходимостью повысить напряжение в каком-либо пункте и т. п. Необходимость дополнительного повышения коэффициента мощности нагрузки элементов сети, а следовательно, и дополнительной установки КУ, определяется на основании технико-экономических расчетов (см. § 6-2). При этом, с одной стороны, определяется экономический эффект от установки дополнительных КУ, а с другой стороны, учитываются затраты на установку КУ и потери энергии в них.

Выбор типа и местоположения дополнительных КУ производится путем сравнения различных вариантов, которые намечаются на основании общих соображений и опыта проектирования. Уже указывалось, что весьма целесообразно в качестве КУ использовать БК, устанавливаемые в распределительных сетях 6—20 *кв* и 380—660 *в*. При снабжении их АРН и соответствующей коммутационной аппаратурой они могут одновременно использоваться и для улучшения режима напряжения у потребителей (см. § 4-2). Кроме того, БК могут устанавливаться непосредственно и в сети более высоких напряжений. В настоящее время эксплуатируются БК суммарной мощностью до 50 *Мвар*.

Расчеты показывают, что при отсутствии местной станции экономически целесообразно компенсировать

не менее 90—95% реактивной мощности в месте ее потребления. Это означает, что в сети напряжением до 1 000 *в* экономически целесообразно почти полностью компенсировать реактивную мощность нагрузки потребителей, в сетях более высоких напряжений устанавливаемые БК должны компенсировать потери реактивной мощности в соответствующих линиях и трансформаторах.

Принципы распределения реактивной мощности в питающих сетях (более подробно см. [Л. 25, 29]). Современные питающие сети, как правило, выполняются воздушными и состоят из участков разных номинальных напряжений, которые соединяются трансформаторами или автотрансформаторами. При достаточно большой протяженности они обладают сравнительно большими индуктивными сопротивлениями. Поэтому передача реактивной мощности по такой сети приводит к значительным потерям напряжения.

Это обстоятельство является весьма важным при распределении реактивной мощности по питающей сети. При заданном распределении активной мощности (в основном обусловленном требованиями экономичности работы электростанций в системе) возможности распределения реактивной мощности между источниками оказываются весьма ограниченными. С другой стороны, очевидно, что, изменяя распределение реактивной мощности в питающей сети, можно, как указывалось выше, улучшить режим напряжений.

При оценке эффективности использования тех или иных КУ необходимо учитывать условия работы питающей сети, имеющей соответствующие параметры. Для этого необходимо определять технико-экономические показатели в ветвях сети и в ее узлах. Для ветвей сети следует учитывать изменение потерь активной мощности, а также возможные ограничения по величине напряжений. К таким ограничениям обычно относятся предельные значения повышения напряжений по классу изоляции (см. § 4-1). Технико-экономические показатели для узлов питающей сети в основном определяются условиями регулирования напряжения в соответствующих распределительных сетях. Рассмотрим подробнее основные предельные случаи.

1) *На приемных подстанциях питающей сети нет средств для регулирования напряжения.* Этот случай

характерен для ряда существующих сетей и должен считаться временным. В этих условиях режим напряжений в присоединенных к шинам ЦП распределительных сетях в наибольшей степени зависит от подведенного к ним напряжения. Поэтому допустимое напряжение в рассматриваемых узлах питающей сети в основном определяется техническими требованиями. От выполнения этих требований зависит работа всех ЭП, получающих питание от этих подстанций. Единственным средством обеспечения данных требований является соответствующее распределение реактивной мощности в питающей сети (при установленных рабочих положениях регулировочных ответвлений трансформаторов с ПБВ на приемных подстанциях).

Требования, предъявляемые к режиму напряжений на шинах низшего напряжения приемных подстанций, в рассматриваемых условиях оказываются весьма жесткими. Это значит, что отклонения напряжения на указанных шинах должны быть такими, при которых режим напряжений в распределительной сети в наибольшей мере приближается к технически допустимому. Такое положение будет иметь место до установки дополнительных КУ в распределительной сети или на приемной подстанции.

2) *На приемных подстанциях питающей сети имеются регулирующие устройства с достаточно большим регулировочным диапазоном.* В этих условиях корректирование режима напряжений путем соответствующего распределения реактивной мощности в питающей сети не требуется. Имеющиеся ограничения по напряжению в данном случае не влияют на требования к распределению реактивной мощности в ней. В этих условиях распределение реактивной мощности можно осуществлять по условиям экономичности работы самой питающей сети. Определяющими здесь являются условия минимума потерь активной мощности в этой сети при заданных ограничениях по наибольшему допустимому напряжению и рабочей реактивной мощности источников питания.

Выбор регулирующих устройств при проектировании электрических сетей в значительной степени определяется местными условиями. В то же время существуют некоторые основные положения и решения, которые являются общими и могут быть использованы в соответ-

ствующих практических случаях. Они кратко рассмотрены ниже.

Во вновь проектируемых сетях на всех ЦП — шинах низшего напряжения районных подстанций, шинах генераторного напряжения электростанций, должны быть обеспечены возможности автоматического регулирования напряжения. На электростанциях для этой цели должна быть предусмотрена установка автоматических регуляторов возбуждения (АРВ). Понижающие трансформаторы вновь сооружаемых районных подстанций должны быть снабжены устройствами РПН и автоматическими регуляторами напряжения (АРН) (рис. 6-13,*а*).

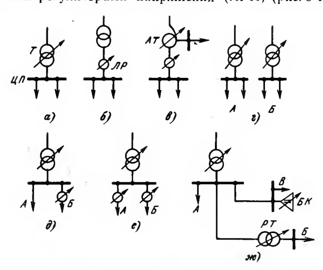


Рис. 6-13. Принципиальные схемы регулирования напряжения на шинах ЦП.

На существующих подстанциях при проектировании их развития и реконструкции должна предусматриваться установка линейных регуляторов (ЛР) в цепи трансформаторов (рис. 6-13,*б*). На автотрансформаторах, выпускаемых в настоящее время, устройство РПН предусматривается на стороне обмотки среднего напряжения. Для обеспечения автоматического регулирования напряжения на шинах низшего напряжения подстанций с автотрансформаторами в случае необходимости должна предусматриваться установка дополнительных ЛР,

включаемых последовательно с автотрансформаторами (рис. 6-13,*в*). Все ЛР должны снабжаться АРН.

Схемы, представленные на рис. 6-13,*а—в*, обеспечивают регулирование на шинах ЦП по требуемому закону, так называемое встречное регулирование напряжения (см. § 4-2), для случая присоединения к ЦП более или менее однородных потребителей. При этом под однородными понимаются потребители, имеющие примерно одинаковый характер изменения графика их нагрузки. В то же время к шинам ЦП часто могут присоединяться и неоднородные потребители. В качестве примера можно указать на трехсменные предприятия с ровным в течение суток графиком нагрузки и осветительно-бытовых потребителей с резко выраженными вечерним максимумом и ночным минимумом нагрузки.

При присоединении к ЦП линий распределительной сети с резко неоднородными потребителями в ряде случаев желательно было бы обеспечить для них раздельное или дифференцированное регулирование напряжения. Для этого можно производить разделение этих линий на соответствующие группы (по возможности с одинаковыми графиками нагрузок) и присоединять эти группы, например, к разным шинам подстанции, питаемым различными трансформаторами с РПН (рис. 6-13,*г*). Однако такое разделение линий не всегда может быть произведено из-за необходимости обеспечения требуемой надежности электроснабжения потребителей, а также в соответствии с местными условиями. В этих случаях может потребоваться установка дополнительных ЛР, включаемых в цепи отдельных линий (рис. 6-13,*д*) или даже для групп линий (рис. 6-13,*е*). В последнем случае может даже не понадобиться устройство РПН на основном трансформаторе.

Схемы, изображенные на рис. 6-13,*г, е*, могут быть целесообразными в случае примерно равных мощностей нагрузок неоднородных потребителей. Если же мощность потребителей группы *А* значительно больше мощности остальных потребителей то могут быть применены, например, схема (рис. 6-13,*д*) раздельного регулирования на шинах ЦП или комбинированные схемы регулирования на шинах ЦП и местного регулирования (рис. 6-13,*ж*). В качестве средств местного регулирования могут быть использованы управляемые БК, круп-

ные СД, снабженные АРН, а в отдельных случаях и регулируемые РТ с РПН.

На электростанциях и на подстанциях с регулируемыми источниками реактивной мощности (СК) трансформаторы должны иметь устройство РПН, а генераторы или СК — устройства АРВ. При этом обеспечивается раздельное регулирование в соответствии с требуемыми законами изменения напряжения на шинах ЦП и величины реактивной мощности источника.

При наличии нескольких включенных последовательно в сеть автоматических регуляторов — на трансформаторах с РПН, на ЛР, БК, СД и т. п., требуется согласование законов их регулирования. Это может быть обеспечено различными путями, например выбором различных параметров регулирования — напряжения и тока нагрузки, соответствующего подбора выдержек времени регулирующих устройств и т. п.

6-8. Особенности проектирования дальних электропередач

Дальние передачи переменного тока. Наибольшая техническая трудность при сооружении дальних передач переменного тока заключается в обеспечении необходимой пропускной способности передачи при удовлетворительных экономических показателях.

Предел передаваемой мощности в длинных линиях электропередачи обычно ограничивается устойчивостью ее работы и приближенно может быть оценен по формуле (см. [Л. 6, 7] и приложение 6)

$$P_{\text{пред}}=EU/X,$$

где E, U — междуфазные значения напряжения приемной системы и э. д. с. генераторов.

Определяющим величину предела передаваемой мощности передачи при заданной величине э. д. с. E и напряжения приемной системы U является суммарное индуктивное сопротивление X передачи, в котором значительный удельный вес имеет сопротивление линии. Например, в линии электропередачи 220 *кв* длиной 200 *км* с трансформаторами по концам индуктивное сопротивление линии примерно равно суммарному сопротивлению трансформаторов. В линии длиной около 1 000 *км* удельный вес индуктивного сопротивления линии в суммарном сопротивлении передачи значительно

возрастает. При отключении одной из линий (послеаварийный режим) индуктивное сопротивление передачи возрастает и пропускная способность ее значительно снижается. Несколько снижает (на 25—30%) величину индуктивного сопротивления линии применение так называемых расщепленных проводов фаз (см. § 1-2 и 2-2). При этом значительно также снижаются потери мощности на корону.

Рис. 6-14. Принципиальная схема компенсации параметров длинной линии электропередачи.

Дальние передачи высокого напряжения переменного тока генерируют значительную реактивную мощность. Так, двухцепная линия 500 *кв* длиной 1 000 *км* с тремя проводами в одной фазе генерирует мощность более 1 000 *Мвар*. Передача реактивной мощности по длинным линиям электропередачи приводит к заметному снижению ее к. п. д. и поэтому не всегда целесообразна.

Для улучшения технических показателей работы применяют компенсацию параметров линии. При этом последовательно в линию включают конденсаторы (рис. 6-14), которые частично компенсируют индуктивное сопротивление линии. Поперечно в линию включают реакторы, которые компенсируют ее емкостную проводимость. Компенсирующие устройства могут включаться в нескольких местах линий одновременно. Применение компенсации параметров как бы уменьшает длину линии. Оно весьма эффективно для линий длиной 1 000—1 500 *км*.

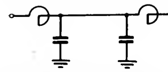


Рис. 6-15. Принципиальная схема настройки дальней электропередачи на длину полуволны.

Принципиально для дальних передач возможно применение так называемой настройки линии. При этом последовательно в линию включают индуктивные сопротивления, а параллельно — конденсаторы (рис. 6-15). Настройка как бы увеличивает длину линии, приближая ее к полуволновой и снижая ее параметры (см. рис. 2-28 и § 2-7). Включение конденсаторов одновременно в нескольких пунктах позволяет несколько улучшить распределение напряжения вдоль линии.

Для снижения потерь мощности и энергии экономическую плотность тока уменьшают примерно в 2 раза по сравнению с приведенной в табл. 6-1. При этих условиях потери мощности и энергии, например, от шин генераторного напряжения Волжской ГЭС имени В. И. Ленина до шин вторичного напряжения приемных подстанций составляют около 8%.

На условия устойчивости работы электропередачи влияет ее схема соединений (рис. 6-16). Она может быть связанной или блочной.

При связанной схеме электропередачу разделяют на участки, соединенные по концам и в промежуточных пунктах, которые обычно называют переключательными (рис. 6-16,*а*). В случае повреждений на линии при связанной схеме отключается сравнительно небольшая ее часть. При этом эквивалентное сопротивление передачи увеличивается не столь значительно.

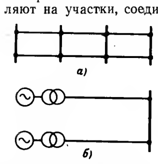


Рис. 6-16. Принципиальные схемы связанных (*а*) и блочных (*б*) схем соединений дальних электропередач.

В блочной схеме электропередачу разделяют на блоки: генератор — трансформатор — линия (рис. 6-16,*б*). Повреждение любого из элементов блока приводит к его отключению. При этом приемная система теряет соответствующую мощность генераторов. Хотя блочная схема дешевле связанной, применение ее возможно лишь при наличии необходимого резерва мощности в приемной системе. Кроме того, внезапное отключение большой мощности блока может быть недопустимо из условий динамической устойчивости работы приемной системы.

Для обеспечения устойчивости работы важно также возможно более быстрое отключение повреждений. Для этого применяют быстродействующие выключатели и релейную защиту. Предельное время отключения повреждений в сетях 500 *кв* должно быть менее 0,1 *сек.* На генераторах и СК применяют специальные методы автоматического регулирования возбуждения, что также способствует повышению устойчивости передачи.

Указанные мероприятия по повышению пропускной

способности и устойчивости передачи являются достаточно дорогими. Опыт показал, что более целесообразным является сооружение длинной линии с промежуточными подстанциями, включенными вдоль нее. Такие передачи обладают большей устойчивостью, не требуется установка реакторов и т. п., стоимость передачи снижается.

В последние годы ведутся работы по созданию и применению в дальнейших электропередачах специальных статических автоматически регулируемых устройств — реакторы с подмагничиванием (ЭНИН) и вентильные установки с сеточным регулированием (МЭИ). В этих устройствах практически безынерционно может изменяться потребляемая или генерируемая реактивная мощность.

Применение этих устройств позволяет изменить свойства дальних электропередач. Например, при малых нагрузках в электропередачах реактивная мощность, генерируемая емкостью линий, значительно превышает потери реактивной мощности в индуктивных сопротивлениях, т. е. имеется избыточная реактивная мощность. Она может быть компенсирована распределенными вдоль линии автоматически регулируемыми реакторами или вентильными устройствами, работающими в режиме потребления реактивной мощности. При нагрузках электропередачи, значительно превышающих натуральную мощность, имеют место очень большие потери реактивной мощности. В этих режимах реактивная мощность должна дополнительно генерироваться ее источниками.

Таким образом, применение рассматриваемых регулируемых устройств позволяет как бы автоматически изменять параметры электропередачи, что улучшает условия устойчивости, а также экономические показатели работы длинных линий, и повышает надежность передачи электроэнергии.

В настоящее время исследуются вопросы о практической надежности работы рассматриваемых устройств и о их стоимости. Если оправдаются предположения о их достаточно надежной работе и приемлемой стоимости, то их применение позволит сооружать более протяженные линии электропередачи с лучшими показателями по надежности и экономичности. Более подробные сведения об этих устройствах и их работе можно получить в специальной литературе [Л. 15, 23].

Дальние передачи постоянного тока. Принципиальная схема современной дальней передачи постоянного тока изображена на рис. 6-17. Генераторы трехфазного переменного тока *Г* через повышающие трансформаторы *Т1* соединены с выпрямительными устройствами *В*, преобразующими переменный ток в постоянный.

К выпрямителям приключена линия постоянного тока *Л*, состоящая из двух рабочих проводов и одного нулевого. Напряжение между рабочими и нулевым про-

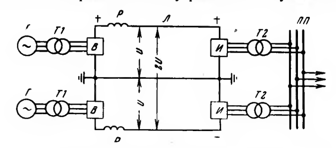


Рис. 6-17. Принципиальная схема электропередачи постоянного тока.

водами равно U, между рабочими $2U$. В линию включены реакторы *Р*, обладающие большим индуктивным сопротивлением для сглаживания пульсаций выпрямленного тока.

В конце линии приключены инверторы *И*, преобразующие постоянный ток в переменный. Через понижающие трехфазные трансформаторы *Т2* линия приключается к шинам приемной подстанции *ПП*.

При одинаковой нагрузке рабочих проводов по нулевому проводу ток не протекает. Потери мощности при этом наименьшие. При повреждении одного из рабочих проводов в работе остаются второй рабочий провод и нулевой, по линии передается половина мощности.

В качестве инверторов и выпрямителей применяют мощные высоковольтные ртутные выпрямители. Возможно применение дуговых вентилей и других конструкций, но они еще не вышли из стадии опытных разработок.

Передача электроэнергии постоянным током имеет ряд *преимуществ*. Облегчается проблема устойчивости,

оказывается возможной несинхронная работа отдельных частей энергетической системы. Снижается стоимость воздушных и кабельных линий. Значительно уменьшаются потери мощности и энергии в линии, что связано с существенным уменьшением потерь мощности на корону, а также с отсутствием потерь мощности из-за протекания реактивных мощностей в элементах передачи. Возможно безынерционное регулирование мощности передачи путем воздействия на сетки ртутных вентилей, что улучшает устойчивость работы других частей энергетической системы.

Недостатки передачи постоянного тока следующие. Концевые преобразовательные подстанции с высоковольтными ртутными вентилями весьма сложны и дороги. Имеют место затруднения при промежуточных присоединениях к электропередаче.

Для обеспечения работы инверторов нужно значительное количество реактивной мощности: приблизительно 0,5 *квар* на 1 *квт* передаваемой активной мощности. В конце передачи устанавливают мощные СК, что также повышает стоимость приемных подстанций. Приходится применять специальные мероприятия для снижения высших гармоник в токах и напряжениях в цепях переменного тока.

Из-за сложности и большой стоимости концевых подстанций высоковольтные передачи постоянного тока экономически целесообразно выполнять при значительной длине линий (около 1 500—2 000 *км*). В этих случаях экономия, получаемая на стоимости линии, компенсирует удорожание концевых подстанций.

Возможно применение относительно коротких линий передачи постоянного тока для связи между несинхронно работающими электрическими системами переменного тока.

В СССР электропередачи постоянного тока успешно эксплуатируются в течение ряда лет. С 1962 г. работает высоковольтная электропередача Волгоград — Донбасс длиной 473 *км* с номинальным напряжением 800 *кв*. Пропускная способность передачи 750 *Мвт* с возможностью длительной перегрузки до 900 *Мвт*. Предполагается применение электропередачи постоянного тока для связи мощных электростанций Сибири, работающих на дешевом местном топливе, с энергоемкими промышленными районами Урала и Центра.

ГЛАВА СЕДЬМАЯ

ВОПРОСЫ ПОВЫШЕНИЯ ЭКОНОМИЧНОСТИ РАБОТЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

7-1. Общие сведения

Электрические сети являются частью энергетической системы. Поэтому экономичность работы электрических сетей существенно влияет на экономичность работы энергетических систем. Например, снижение потерь мощности в сетях систем нашей страны на 1% высвобождает более 160 *Мвт* установленной мощности электростанций, которая может быть использована для питания дополнительных потребителей. Снижение на 1% потерь электроэнергии даст ежегодную экономию электроэнергии более 0,7 млрд. *квт·ч*, что в свою очередь приведет к значительной экономии топлива на электростанциях. При наличии протяженных электрических сетей изменение потерь мощности в них влияет на экономическое распределение мощностей между электростанциями системы. Учет электрических сетей при этом позволяет корректировать экономическую загрузку электростанций.

Вопросы учета электрических сетей при оптимизации рабочих режимов в энергетических системах рассматриваются в специальных курсах [Л. 24 и др.]. Ниже кратко рассмотрены некоторые возможные пути повышения экономичности работы электрических сетей[1] при их эксплуатации.

В существующих электрических сетях при наличном оборудовании основное внимание приходится обращать на снижение потерь мощности и энергии в элементах сети при выполнении всех технических требований. При этом следует иметь в виду, что около 67—70% потерь электроэнергии в сетях систем приходится на потери в сетях напряжением 10 *кв* и ниже. В то же время в провода и кабели этих сетей вложена значительная часть всего цветного металла, затраченного в сетях. В связи с этим возможное снижение потерь мощности и энергии в сетях указанных напряжений является весьма важным.

[1] Вопросы повышения экономичности работы энергетических систем здесь не рассматриваются.

При заданной передаваемой активной мощности величину нагрузочных потерь мощности в линиях и обмотках трансформаторов можно снизить путем повышения уровня напряжения сети и уменьшения величины передаваемой реактивной мощности. Последнее может быть обеспечено за счет рационального использования установленных КУ (см. § 6-7). В линиях электропередачи сверхвысокого напряжения при плохой погоде потери на корону могут в ряде случаев превышать нагрузочные потери. В этих случаях может оказаться целесообразным несколько снизить уровень напряжения, что приведет к снижению суммарных потерь в линии. Таким образом, изменение уровня напряжения в сети влияет на величину потерь в них.

В режимах малых нагрузок потери холостого хода в трансформаторах могут превышать нагрузочные потери. В связи с этим возникает вопрос об экономической целесообразности отключения части трансформаторов в режимах малых нагрузок. Аналогичные вопросы возникают и при работе других агрегатов: СК, генераторов и т. п.

В существующих электрических системах часто встречаются замкнутые электрические сети различных напряжений (например, 110 и 220 *кв*), связанные трансформаторами и автотрансформаторами. В этих неоднородных замкнутых сетях в ряде случаев возможно снизить потери мощности и энергии путем применения специальных мероприятий.

Рассмотрим указанные вопросы подробнее.

7-2. Повышение экономичности работы неоднородных замкнутых сетей

По мере развития электрических систем и увеличения числа трансформаций все чаще встречаются случаи параллельной работы электрических сетей разных номинальных напряжений. В настоящее время нередки случаи параллельной работы сетей 110, 220, 330 и 500 *кв*. Такие сети отличаются большей или меньшей неоднородностью: отношения реактивного сопротивления к активному $\xi=x/r$ для их ветвей имеют разные значения. В этих условиях возникают некоторые нежелательные явления. Проиллюстрируем это положение на упрощенном примере. На рис. 7-1 изображена прин-

ципиальная схема неоднородной замкнутой сети, состоящей из линии напряжением 220 *кв*, с обеих сторон соединенной трансформаторами с линиями сети 110 *кв*. Примерные отношения реактивного сопротивления к активному для отдельных элементов рассматриваемой неоднородной сети указаны на схеме. Основной нагрузкой сети является нагрузка *Н1*; нагрузки *Н2* и *Н3* имеют существенно меньшие значения мощности. Ли-

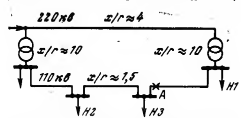


Рис. 7-1. Принципиальная схема неоднородной замкнутой сети напряжением 110—220 *кв*.

ния 220 *кв* имеет значительно бо́льшую пропускную способность, чем сеть 110 *кв*. Поэтому основная часть нагрузки *Н1* должна была бы получать электроэнергию по линии 220 *кв*.

Однако в соответствии с законом «естественного» распределения нагрузок в неоднородной замкнутой сети распределение мощности в ней происходит по полным сопротивлениям *Z* [см. (2-33)]. Это оказывается неэкономичным. Часть сети более высокого напряжения (220 *кв*) недогружается, а часть сети с менее высоким напряжением (110 *кв*) перегружается. В связи с этим условия нагрева проводов сети 110 *кв* ограничивают пропускную способность всей сети. Таким образом пропускная способность всей неоднородной сети оказывается сниженной. В ряде случаев это снижение может достигать 25% и более [Л. 29].

Помимо снижения пропускной способности неоднородной сети она обладает еще одним существенным недостатком: передача мощности по ней происходит при увеличенном значении потерь активной мощности и энергии по сравнению с условиями в однородной сети. Наименьшими потери активной мощности получились бы, если бы нагрузка распределялась между параллельными ветвями в соответствии с их активными сопротив-

лениями, а не полными. Это связано с тем, что потери активной мощности определяются активными сопротивлениями. В действительности же активная мощность нагрузки распределяется приблизительно в соответствии с реактивными сопротивлениями [см. (2-38,a)]. Это приводит к увеличению потерь активной мощности, так как ветви с меньшим реактивным сопротивлением в неоднородной сети обладают относительно большим активным сопротивлением. Так, в схеме, представленной на рис. 7-1, увеличение потерь активной мощности может достигать 20%.

Таким образом, возникает *задача повышения экономичности работы неоднородной замкнутой сети.* Для этого может быть применено принудительное изменение распределения активной мощности. Могут быть использованы следующие способы.

Деление сети низшего напряжения. Это мероприятие является наиболее простым и не требует значительных затрат. Оно может быть проведено непосредственно в условиях эксплуатации электрической сети. Для повышения надежности электроснабжения подстанций, получающих при этом одностороннее питание, в местах деления сети должны быть установлены устройства АВР.

Деление сети приводит к вынужденному распределению нагрузок в сети низшего напряжения и поэтому снимает ограничения по загрузке сети высшего напряжения. При правильном выборе мест деления снижаются потери активной мощности и энергии в сети низшего напряжения. Однако при этом увеличиваются потери реактивной мощности. Это связано с тем, что при принудительном изменении режима увеличивается нагрузка ветвей с малыми активными и относительно большими реактивными сопротивлениями. Если в сети отсутствует резерв реактивной мощности, то в этом случае может оказаться необходимой установка дополнительных КУ.

Режим напряжений в сети в целом улучшается. Это происходит за счет устранения транзита мощности через сеть низшего напряжения, которая имеет меньшую пропускную способность.

Деление сети целесообразно производить в тех местах, где значения передаваемой активной мощности в экономичном режиме получились сравнительно не-

большими — см., например, точку A на схеме рис. 7-1.

В некоторых случаях деление сети низшего напряжения может значительно увеличить эквивалентное сопротивление всей сети, а следовательно, привести к ухудшению условий устойчивости работы системы. Если эти условия являются определяющими при оценке пропускной способности сети, то деление выполнять нельзя. Кроме того, должна быть выяснена возможность применения устройств АВР, т. е. возможность лишь кратковременного перерыва питания некоторых подстанций, а также возможность выполнения самого деления сети при данной схеме ее соединений с учетом величин и размещения нагрузок и схем соединения подстанций.

Включение вольтодобавочных трансформаторов (см. рис. 1-11) с продольно-поперечным регулированием в ветви связи сетей различных номинальных напряжений создает добавочные э. д. с. определенной величины и фазы. Их необходимо изменять в соответствии с изменением рабочего режима сети. Это является определенным недостатком, так как при этом требуются контроль за рабочим режимом и автоматическое управление э. д. с. по условию оптимизации режима. В случае сложной сети, когда должно быть установлено несколько вольтодобавочных трансформаторов, осуществление автоматического управления э. д. с. может вызывать затруднения.

Применение продольно-емкостной компенсации. Обычно она используется в других целях — для улучшения условий устойчивости и повышения пропускной способности линий по этим условиям. При этом одновременно происходит изменение параметров ветвей сети и, в частности, повышение ее однородности, некоторое снижение потерь реактивной мощности за счет генерации реактивной мощности и уменьшения суммарных реактивных сопротивлений элементов сети. Однако эти установки имеют обычно сравнительно высокую стоимость. Поэтому они могут оказаться целесообразными лишь при сравнительно небольшом числе ветвей высшего напряжения.

Выбор наилучшего способа повышения экономичности неоднородных замкнутых сетей производится на основании соответствующих технико-экономических расчетов.

7-3. Изменение уровня напряжения в электрических сетях

Под *уровнем* напряжения в любой данной электрической сети понимается некоторое среднее значение напряжения для этой сети в данном режиме ее работы. Влияние уровня напряжения на экономичность работы различно для электрических сетей, имеющих разный характер. Целесообразность изменения или регулирования уровня напряжения в конкретных условиях должна проверяться на основании соответствующих технико-экономических расчетов (подробнее см. [Л. 29]).

В питающих сетях с напряжениями до 220 кв включительно определяющими являются нагрузочные потери мощности и энергии. Они в основном обратно пропорциональны квадрату уровня напряжения [см. формулу (2-25)]. Поэтому в таких сетях обычно экономически выгодно поддерживать возможно более высокий уровень напряжения — до технического предела, который определяется наибольшим длительно допустимым значением напряжения в одном из узлов сети (см. § 4-1). Приблизительно можно считать, что повышение уровня напряжения на 1% приводит к снижению нагрузочных потерь активной и реактивной мощности и потерь энергии на 2%. Почти на 2% увеличивается и реактивная мощность, генерируемая линиями сети. Все эти условия являются положительными. Практически повышение уровня напряжения может быть относительно небольшим, приблизительно на 5%. Это означает, что в режимах больших нагрузок можно получить снижение нагрузочных потерь активной и реактивной мощности и энергии примерно на 10% и увеличение генерации реактивной мощности линиями примерно на 10%.

Однако при этом могут иметь место и некоторые нежелательные явления, например некоторое увеличение потерь активной мощности из-за усиления явления короны на проводах. Могут быть ограничения и по условиям перевозбуждения стали трансформаторов, не имеющих устройств РПН. В обычных условиях эти нежелательные явления оказывают относительно малое влияние на параметры режима сети.

Практически уровень напряжения в рассматриваемой питающей сети может изменяться или регулироваться независимо, если на всех ее границах — в пун-

ктах связи ее с сетями других номинальных напряжений, можно производить изменение коэффициентов трансформации трансформаторов связи. При этом значения напряжений в сетях других ступеней трансформации практически остаются без изменений. Это справедливо и для величин нагрузок и для распределения активных и реактивных мощностей в этих сетях.

В электрических сетях сверхвысоких напряжений относительно большими становятся потери холостого хода из-за короны на проводах и от емкостных токов. Например, на линиях 750 *кв* в отдельных режимах работы (при плохой погоде) потери холостого хода становятся соизмеримыми с нагрузочными потерями. В этих условиях может оказаться целесообразным снижение уровня напряжения в сети в целом или на отдельных ее участках. Таким образом, в этих сетях наивысший уровень напряжения не всегда является наивыгоднейшим. В режимах малых нагрузок выгоднее снижать уровень напряжения. Иногда это целесообразно делать и для отдельных линий, если режимы их нагрузки не совпадают с режимами нагрузки остальной части сети.

Для осуществления изменения режима напряжений в линиях сверхвысоких напряжений по их концам должны предусматриваться специальные регулирующие устройства — например, устройства РПН на соответствующих обмотках трансформаторов и автотрансформаторов. Иногда при этом может быть экономически оправдано применение регулирующих устройств с относительно бо́льшими, чем обычно, диапазонами регулирования, так называемое «глубокое» регулирование.

В распределительных электрических сетях основным является выполнение так называемых технических требований — обеспечения допустимых отклонений напряжения у ЭП (см. § 4-1). Распределительные сети обычно являются весьма разветвленными, к ним присоединяется большое количество ЭП. В связи с этим практические возможности изменения уровня напряжения в этих сетях являются весьма ограниченными.

Обычно изменение уровня напряжения может быть целесообразным в тех промышленных сетях, где режим напряжений влияет на производительность труда даже в сравнительно небольших допустимых пределах. Например, при малой нагрузке агрегаты работают почти в режиме холостого хода. При этом выгоднее снижать

подведенное напряжение, что приводит к снижению непроизводительных потерь.

Заметное влияние подведенного напряжения на производительность агрегатов имеет место при некоторых автоматизированных процессах, для технологических электронагревательных печей, в электролизных установках с вентильными выпрямителями и т. п. В этих случаях может быть экономически оправданным применение дополнительных регулирующих устройств для поддержания требуемого уровня напряжения.

Необходимо иметь в виду, что увеличение уровня напряжения в распределительной сети обычно приводит к росту потребляемой реактивной мощности. Поэтому оно допустимо только при наличии достаточного резерва реактивной мощности в данной сети.

7-4. Экономические режимы работы трансформаторов

Потери мощности в трансформаторах складываются из потерь в стали и в обмотках трансформатора [см. формулу (2-13)]. Потери в стали не зависят от нагрузки трансформатора, потери в обмотках изменяются пропорционально изменению нагрузки в квадрате (рис. 7-2). При больших нагрузках потери в обмотках значительно превышают потери в стали трансформатора.

При малых нагрузках потери в стали трансформатора значительно больше, чем потери в его обмотках. Поэтому при параллельной работе нескольких трансформаторов для снижения потерь мощности и энергии отключают часть трансформаторов при малых нагрузках.

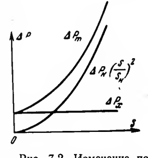


Рис. 7-2. Изменение потерь мощности в трансформаторе в зависимости от его нагрузки S.

Ниже рассмотрен частный случай выбора экономически целесообразного числа включенных трансформаторов на подстанции, находящейся в центре мощной энергетической системы. При этом можно считать, что экономичность работы трансформаторов на подстанции можно рассматривать независимо, без учета питающей сети.

Допустим, что на подстанции имеется n трансформаторов одинаковой мощности $S_н$. Потери в стали каждого трансформатора ΔP_x, потери в обмотках при номинальной нагрузке $\Delta P_к$. На рис. 7-3 приведены кривые изменения потерь мощности в зависимости от нагрузки при различном числе работающих трансформаторов

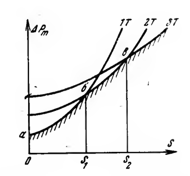


Рис. 7-3. Изменение потерь мощности в трансформаторах в зависимости от их нагрузки при различном числе работающих трансформаторов $(n=1\div3)$.

(для простоты приведены кривые только для трех трансформаторов). Из кривых видно, что при изменении нагрузки от 0 до S_1 целесообразна работа одного трансформатора. При нагрузке в пределах от S_1 до S_2 экономически выгодна работа двух трансформаторов. При увеличении нагрузки сверх S_2 целесообразно включать третий трансформатор.

Нагрузка S, после которой целесообразно увеличивать число включенных трансформаторов, определяется условием равенства потерь мощности при n и $n+1$ трансформаторах. Этому соответствует точка *б* на рис. 7-3 при переходе от одного трансформатора к двум и точка *в* при переходе от двух трансформаторов к трем.

При n включенных трансформаторах и нагрузке S потери мощности равны:

$$(\Delta P_т)_n = n\Delta P_x + \frac{1}{n}\Delta P_к\left(\frac{S}{S_н}\right)^2. \qquad (7\text{-}1)$$

При работе $n+1$ трансформаторов при той же нагрузке потери мощности равны:

$$(\Delta P_{т})_{n+1} = (n+1)\,\Delta P_{х} + \frac{1}{n+1}\,\Delta P_{к}\left(\frac{S}{S_{н}}\right)^{2}. \qquad (7\text{-}2)$$

Из равенства уравнений (7-1) и (7-2) находим мощность S при которой целесообразно переходить от n к $n+1$ включенных трансформаторов:

$$n\Delta P_{х} + \frac{1}{n}\,\Delta P_{к}\left(\frac{S}{S_{н}}\right)^{2} = (n+1)\,\Delta P_{х} + \frac{1}{n+1}\,\Delta P_{к}\left(\frac{S}{S_{н}}\right)^{2},$$

откуда

$$S = S_{н}\sqrt{\frac{\Delta P_{х}}{\Delta P_{к}}\,n\,(n+1)}. \qquad (7\text{-}3)$$

Если трансформаторы на подстанции неодинаковой мощности, то мощности S_1, S_2 и т. д. определяют на основании графического построения наподобие построения, приведенного на рис. 7-3.

Следует иметь в виду, что формула (7-3) дает лишь приближенное значение S. В действительности величина S должна быть несколько меньшей, чем получается по формуле (7-3). Это связано с тем, что при изменении числа включенных трансформаторов одновременно изменяется и потребляемая ими реактивная мощность. Это может приводить к заметному изменению потерь мощности в сети, к которой присоединяются трансформаторы. Дополнительные потери активной мощности в сети за счет изменения ΔQ реактивной мощности, потребляемой трансформаторами, определяются:

$$\Delta P_{q} = \sigma_{q}\Delta Q,$$

где σ_q — так называемый удельный прирост потерь активной мощности — коэффициент, зависящий от параметров сети и места размещения источника реактивной мощности, покрывающего потери ее в трансформаторах.

Суммарные потери активной мощности при этом

$$\Delta P' = \Delta P + \Delta P_{q}.$$

Для иллюстрации на рис. 7-4 показаны изменения величин ΔP, $\Delta P'$ и ΔQ при работе одного и двух трансформаторов. Из приведенных кривых видно, что вели-

чина мощности S', при которой целесообразно переходить от одного к двум включенным трансформаторам, меньше соответствующей величины S, определенной без учета потерь реактивной мощности в трансформаторах.

Кривые, представленные на рис. 7-3 и 7-4, служат для ориентировочной оценки экономически целесообразного режима работы трансформаторов. Практически отключение трансформаторов согласовывают с графиком изменения их нагрузок, стремясь к минимально возможному числу переключений в сети. Поэтому от-

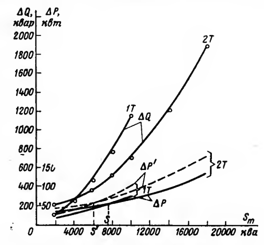


Рис. 7-4. Определение целесообразного числа включенных трансформаторов.

ключение трансформаторов обычно производят на сравнительно длительный период — на ночь, на выходные дни, на летний период. Следует иметь в виду, что для производства отключений трансформаторов должна иметься соответствующая коммутационная аппаратура. Например, на схеме рис. 1-14 отключение одного из трансформаторов практически возможно осуществить только на подстанции *3*, где это не влияет на работу остальной сети. На подстанциях *1* и *2* отключение одного из трансформаторов приведет к снижению нагрузки на одной из линий и к увеличению ее на другой. При этом увеличатся потери мощности в линиях. Таким образом, в данном случае при отключении одного из трансформаторов снизятся потери в стали, но зато

увеличатся потери в обмотке другого трансформатора и в линии. Поэтому отключение одного из трансформаторов будет нецелесообразным.

Если подстанция питает ответственных потребителей, то при отключении одного из трансформаторов должно быть предусмотрено устройство АВР. Оно должно включить находящийся в резерве трансформатор при аварийном отключении работающего. Перерыв в электроснабжении потребителей при этом будет иметь место на время работы устройства АВР, т. е. на несколько секунд. Следует иметь в виду, что такой перерыв в работе может быть допущен не для всех потребителей, что необходимо учитывать при определении целесообразности отключения части трансформаторов.

П1. ХАРАКТЕРИСТИКИ ГОЛЫХ АЛЮМИНИЕВЫХ И СТАЛЕАЛЮМИНИЕВЫХ ПРОВОДОВ

Марка провода	Масса 1 *км* провода, *кг*	Наружный диаметр провода, *мм*	Длительно допустимый ток нагрузки, *а*		Активное сопротивление при температуре +20 °С, *ом/км*
			вне помещений	внутри помещений	
Алюминиевые провода					
А-16	44	5,1	105	75	1,98
А-25	68	6,4	135	105	1,28
А-35	95	7,5	170	130	0,92
А-50	136	9,0	215	165	0,64
А-70	191	10,7	265	210	0,46
А-95	257	12,4	320	255	0,34
А-120	322	14,0	375	300	0,27
А-150	407	15,8	440	355	0,21
А-185	503	17,5	500	410	0,17
Сталеалюминиевые провода					
АС-10	36	4,4	80	50	3,12
АС-16	62	5,4	105	75	2,06
АС-25	92	6,6	130	100	1,38
АС-35	150	8,4	175	135	0,85
АС-50	196	9,6	210	165	0,65
АС-70	275	11,4	265	210	0,46
АС-95	386	13,5	330	260	0,33
АС-120	492	15,2	380	305	0,27
АС-150	617	17,0	445	365	0,21
АС-185	771	19,0	510	425	0,17
АСО-240	937	21,6	605	505	0,130
АСО-300	1,098	23,5	690	580	0,108
АСО-400	1 501	27,2	825	710	0,080
АСО-500	1 836	30,2	945	815	0,065
АСО-600	2 206	33,1	1 050	920	0,055
АСО-700	2 756	37,1	1 220	1 075	0,044
АСУ-120	530	15,5	375	—	0,28
АСУ-150	678	17,5	450	—	0,21
АСУ-185	850	19,6	515	—	0,17
АСУ-240	1 111	22,4	610	—	0,131
АСУ-300	1 390	25,2	705	—	0,106
АСУ-400	1 840	29,0	850	—	0,079

Примечания: 1. Допустимые длительные токовые нагрузки, приведенные в таблице, соответствуют допустимой температуре нагрева проводов, равной +70 °С

2. В приложениях П1 и П2 приведены данные не для всех марок алюминиевых и сталеалюминиевых проводов, имеющихся в ГОСТ 839-59 (переизданием в 1966 г.)

П2. ИНДУКТИВНЫЕ СОПРОТИВЛЕНИЯ И ЕМКОСТНЫЕ ПРОВОДИМОСТИ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ С АЛЮМИНИЕВЫМИ И СТАЛЕАЛЮМИНИЕВЫМИ ПРОВОДАМИ

П2-1. Индуктивные сопротивления, *ом/км*

Среднегеометрическое расстояние между проводами, *м*	Марка провода								
	А-16	А-25	А-35	А-50	А-70	А-95	А-120	А-150	А-185
0,4	0,333	0,319	0,308	0,297	0,283	0,274	—	—	—
0,6	0,358	0,345	0,336	0,325	0,309	0,300	0,292	0,287	0,280
0,8	0,377	0,363	0,352	0,341	0,327	0,318	0,310	0,305	0,298
1,0	0,391	0,377	0,366	0,355	0,341	0,332	0,324	0,319	0,313
1,25	0,405	0,391	0,380	0,369	0,355	0,346	0,338	0,333	0,327
1,5	0,416	0,402	0,391	0,380	0,366	0,357	0,349	0,344	0,338
2,0	0,435	0,421	0,410	0,398	0,385	0,376	0,368	0,363	0,357
2,5	0,449	0,435	0,424	0,413	0,399	0,390	0,382	0,377	0,371
3,0	0,460	0,446	0,435	0,423	0,410	0,401	0,393	0,388	0,382
3,5	—	—	0,445	0,433	0,420	0,411	0,403	0,398	0,384
4,0	—	—	—	—	0,428	0,419	0,411	0,406	0,400
4,5	—	—	—	—	0,435	0,426	0,418	0,413	0,407
5,0	—	—	—	—	0,442	0,433	0,425	0,420	0,414
5,5	—	—	—	—	—	—	0,431	0,426	0,420

Продолжение прилож. П2-1

Среднегеометрическое расстояние между проводами, *м*	Марка провода							
	АС-35	АС-50	АС-70	АС-95	АС-120	АС-150	АС-185	АСО-240
2,0	0,403	0,392	0,382	0,371	0,365	0,358	—	—
2,5	0,417	0,406	0,396	0,385	0,379	0,372	—	—
3,0	0,429	0,418	0,408	0,397	0,391	0,384	0,377	0,357
3,5	0,438	0,427	0,417	0,406	0,400	0,398	0,386	0,366
4,0	—	0,435	0,425	0,414	0,408	0,401	0,394	0,376
4,5	—	—	0,433	0,422	0,416	0,409	0,402	0,383
5,0	—	—	0,440	0,429	0,423	0,416	0,409	0,390
5,5	—	—	—	—	0,429	0,422	0,415	0,396
6,0	—	—	—	—	—	—	—	0,401
6,5	—	—	—	—	—	—	—	0,405
7,0	—	—	—	—	—	—	—	0,410
7,5	—	—	—	—	—	—	—	0,415

Среднегеометрическое расстояние между проводами, *м*	Марка провода						
	АСО-300	АСО-400	АСО-500	АСО-600	АСО-700	АСУ-300	АСУ-400
6,0	0,396	0,386	—	—	—	0,402	0,393
6,5	0,402	0,393	—	—	—	0,407	0,398
7,0	0,405	0,396	0,390	0,384	0,378	0,412	0,403
7,5	0,410	0,401	0,394	0,388	0,380	0,417	0,408
8,0	0,414	0,405	0,399	0,393	0,385	0,421	0,412
8,5	0,416	0,407	0,402	0,396	0,388	0,424	0,415
9,0	0,422	0,414	0,405	0,400	0,393	0,427	0,420

П2-2. Емкостная проводимость воздушных линий со сталеалюминиевыми проводами, $сим/км \cdot 10^{-6}$

Среднегеометрическое расстояние между проводами, *м*	Марка провода						
	АС-70	АС-95	АС-120	АС-150	АС-185	АСО-240	
3,0	2,79	2,87	2,92	2,97	3,03	3,11	
3,5	2,73	2,81	2,85	2,90	2,96	3,03	
4,0	2,68	2,75	2,79	2,85	2,90	2,96	
4,5	2,62	2,69	2,74	2,79	2,84	2,90	
5,0	2,58	2,65	2,69	2,74	2,82	2,86	
5,5	—	—	2,67	2,70	2,74	2,80	
6,0	—	—	—	—	—	2,76	
6,5	—	—	—	—	—	2,74	
7,0	—	—	—	—	—	2,70	
7,5	—	—	—	—	—	2,68	
	АСО-300	АСО-400	АСО-500	АСО-600	АСО-700	АСУ-300	АСУ-400
6,0	2,80	2,87	—	—	—	2,84	2,91
6,5	2,76	2,84	—	—	—	2,80	2,87
7,0	2,72	2,80	—	—	—	2,77	2,83
7,5	2,70	2,77	2,81	2,86	2,91	2,73	2,80
8,0	2,68	2,74	2,79	2,82	2,88	2,70	2,77
8,5	2,66	2,71	2,76	2,80	2,85	2,68	2,75
9,0	2,62	2,69	2,72	2,77	2,82	—	—

П3. ДЛИТЕЛЬНО ДОПУСТИМЫЕ НАГРУЗКИ НА СИЛОВЫЕ КАБЕЛИ

П3-1. Кабели на напряжение 1—10 *кв* с медными и алюминиевыми жилами с бумажной пропитанной изоляцией, в свинцовой или алюминиевой оболочке, прокладываемые в земле при температуре 15 °С

Сечение токопроводящей жилы, *мм²*	Длительно допустимые токи, *а*							
	Трехжильные кабели с поясной изоляцией						Четырехжильные кабели 1 *кв*	
	до 3 *кв*		6 *кв*		10 *кв*			
	Медь	Алюминий	Медь	Алюминий	Медь	Алюминий	Медь	Алюминий
2,5	40	31	—	—	—	—	—	—
4	55	42	—	—	—	—	50	38
6	70	55	—	—	—	—	60	46
10	95	75	80	60	—	—	85	65
16	120	90	105	80	95	75	115	90
25	160	125	135	105	120	90	150	115
35	190	145	160	125	150	115	175	135
50	235	180	200	155	180	140	215	165
70	285	220	245	190	215	165	265	200
95	340	260	295	225	265	205	310	240
120	390	300	340	260	310	240	350	270
150	435	335	390	300	355	275	395	305
185	490	380	440	340	400	310	450	345
240	570	440	510	390	460	355	—	—

Примечание. Допустимые длительные токовые нагрузки, приведенные в таблице, соответствуют следующим допустимым температурам нагрева жил кабелей: до 3 *кв*—+80 °С, 6 *кв*—+65 °С и 10 *кв*—+60 °С.

П3-2. Кабели на напряжение 1—10 *кв* с медными и алюминиевыми жилами с бумажной пропитанной изоляцией, в свинцовой или в алюминиевой оболочке, прокладываемые на открытом воздухе при температуре +25 °С

Сечение токопроводящей жилы, *мм²*	Длительно допустимые токи, *а*							
	Трехжильные кабели с поясной изоляцией						Четырехжильные кабели 1 *кв*	
	до 3 *кв*		6 *кв*		10 *кв*			
	Медь	Алюминий	Медь	Алюминий	Медь	Алюминий	Медь	Алюминий
2,5	28	22	—	—	—	—	—	—
4	37	29	—	—	—	—	35	27
6	45	35	—	—	—	—	45	35
10	60	46	55	42	—	—	60	45
16	80	60	65	50	60	46	80	60
25	105	80	90	70	85	65	100	75

Сечение токопроводящей жилы, $мм^2$	Длительно допустимые токи, *а*							
	Трехжильные кабели с поясной изоляцией						Четырехжильные кабели 1 *кв*	
	до 3 *кв*		6 *кв*		10 *кв*			
	Медь	Алюминий	Медь	Алюминий	Медь	Алюминий	Медь	Алюминий
35	125	95	110	85	105	80	120	95
50	155	120	145	110	135	105	145	110
70	200	155	175	135	165	130	185	140
95	245	190	215	165	200	155	215	165
120	285	220	250	190	240	185	260	200
150	330	255	290	225	270	210	300	230
185	375	290	325	250	305	235	340	260
240	430	330	375	290	350	270	—	—

Примечание. См. примечание к табл. П3-1.

П3-3. Поправочные коэффициенты на число работающих кабелей, лежащих рядом в земле в трубах и без труб

Расстояние в свету, *мм*	Поправочные коэффициенты при числе кабелей					
	1	2	3	4	5	6
100	1	0,90	0,85	0,80	0,78	0,75
200	1	0,92	0,87	0,84	0,82	0,81
300	1	0,93	0,90	0,87	0,86	0,85

Примечание. При определении допустимых нагрузок в числе рядом лежащих кабелей не учитываются резервные кабели.

П3-4. Поправочные коэффициенты на температуру земли и воздуха для определения допустимых токов нагрузок на силовые кабели и голые провода

Предельная температура среды, °С	Нормированная температура проводников, °С	Поправочные коэффициенты при фактической температуре среды, °С									
		−5	0	+5	+10	+15	+20	+25	+30	+35	+40
15	80	1,14	1,11	1,08	1,04	1,00	0,96	0,92	0,88	0,83	0,78
25		1,24	1,20	1,17	1,13	1,09	1,04	1,00	0,95	0,90	0,85
25	70	1,29	1,24	1,20	1,15	1,11	1,05	1,00	0,94	0,88	0,81
15	65	1,18	1,14	1,10	1,05	1,00	0,95	0,89	0,84	0,77	0,71
25		1,32	1,27	1,22	1,17	1,12	1,06	1,00	0,94	0,87	0,79
15	60	1,20	1,15	1,12	1,06	1,00	0,94	0,88	0,82	0,75	0,67
25		1,35	1,31	1,25	1,20	1,12	1,07	1,00	0,93	0,85	0,76

П4. ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ И АВТОТРАНСФОРМАТОРОВ

(выдержки из ГОСТ 11677-65, 11920-66, 12965-67 и 15957-70)

Тип трансформатора или автотрансформатора условно обозначают буквами и цифрами. Буквами обозначают число фаз, систему охлаждения, число обмоток, встроенное регулирование напряжения под нагрузкой, грозоупорность трансформатора, а цифрами — номинальную мощность трансформатора и его высшее напряжение.

Буквенные обозначения трансформаторов: ТМ, ТДЦ, ТМН, ОДЦГ и т. д. Первая буква указывает число фаз (Т — трехфазный; О — однофазный); вторая, а у некоторых типов трансформаторов вторая и третья буквы, указывает на систему охлаждения (М — естественное масляное; Д — масляное с дутьем, т. е. с обдуванием бака при помощи вентилятора; Ц — принудительная циркуляция масла через водяной охладитель; ДЦ — принудительная циркуляция масла через пристроенные на баке охладители, обдуваемые вентиляторами). Следующие буквы указывают на число обмоток (Т — три), способ регулирования напряжения (Н—встроенное, под нагрузкой), выполнение трансформатора с защитой при помощи азотной подушки, без расширителя (З), расщепление обмотки НН (Р — после числа фаз).

Цифры надписывают дробью, числитель которой означает номинальную мощность трансформатора в киловольт-амперах (*ква*), а знаменатель — высшее напряжение или высший из классов напряжения обмоток ВН в киловольтах (*кв*) (для трансформаторов 6—10—35 *кв*), принимаемый в данном типе трансформатора.

Две последние цифры обозначают год начала выпуска трансформаторов данной конструкции (даются не всегда).

У автотрансформаторов к буквенному обозначению вначале добавляют букву А.

Пример условного обозначения. Трехфазные двухобмоточные трансформаторы с естественным масляным охлаждением, с РПН, номинальной мощностью 1 000 *ква*, класса 35 *кв*, конструкции 1965 г.

ТМН 1000/35-65.

П4-1. Трансформаторы трехфазные 1 000—80 000 *ква* до 35 *кв* включительно

Номинальная мощность, *ква*	Верхний предел номинальных напряжений, *кв*: ВН	НН	Потери, *квт*: х. х.: Уровень А	х. х.: Уровень Б	к. з.	Напряжение к. з., % номинальных напряжений	Ток х. х., % номинальных токов
Трансформаторы типа ТМ и ТМН 1 000—6 300 *ква*							
1 000	10	0,69	2,1	2,45	12,2	5,5	1,4
	35	0,69	2,35	2,75	12,2	6,5	1,5
	35	10,5	2,35	2,75	11,6	6,5	1,5

Номинальная мощность, *ква*	Верхний предел номинальных напряжений, *кв*		Потери, *квт*			Напряжение к. з., % номинальных напряжений	Ток х. х., % номинальных токов
			х. х.				
	ВН	НН	Уровень А	Уровень Б	к. з.		
1 600	10	0,69	2,8	3,3	13,0	5,5	1,3
	10	6,3	2,8	3,3	16,5	5,5	1,3
	35	0,69	3,1	3,65	18,0	6,5	1,4
	35	10,5	3,1	3,65	16,5	6,5	1,4
2 500	10	0,69	3,9	4,6	25,0	5,5	1,0
	10	10,5	3,9	4,6	23,5	5,5	1,0
	35	0,69	4,35	5,1	25,0	6,5	1,1
	35	10,5	4,35	5,1	23,5	6,5	1,1
4 000	10	6,3	5,45	6,4	33,5	6,5	0,9
	35	10,5	5,7	6,7	33,5	7,5	1,0
6 300	10	10,5	7,65	9,0	46,5	6,5	0,8
	35	10,5	8,0	9,4	46,5	7,5	0,9

Трансформаторы типов
ТД 10 000—40 000 *ква* и ТДЦ 80 000 *ква*

10 000	38,5	10,5	12,3	14,5	65	7,5	0,8
16 000	38,5	10,5	17,8	21	90	8	0,75
40 000	38,5	10,5	33	39	180	8,5	0,65
80 000	38,5	10,5	55	65	330	9	0,6

Трансформаторы типа
ТДН 10 000—25 000 *ква*

11 000	36,75	10,5	12,3	14,5	65	8	0,6
16 000	36,75	10,5	17,8	21	90	8	0,75
25 000	36,75	24,5	29	29	125	8	0,7

Примечание. Число регулировочных ответвлений а обмотке ВН и соответствующие этим ответвлениям пределы регулирования устанавливаются следующие: а) Трансформаторы с РПН. Трансформаторы 1 000—6 300 *ква* $U_н \pm 6 \times 1,5$ % при 20 и 35 *кв*; $U_н \pm 8 \times 1,25$ % при 6 и 10 *кв*; трансформаторы 10 000—63 000 *ква* $U_н \pm 8 \times 1,5\%$; б) трансформаторы с ПБВ $U = U_н \pm 2 \times 2,5\%$.

П4-2. Трансформаторы трехфазные мощностью 2 500—40 000 *ква* класса напряжения 110 *кв*

а) Двухобмоточные

Тип трансформатора	Номинальная мощность, *Мва*	Сочетание напряжений, *кв*		Потери, *квт*			Напряжение к. з., % номинальных напряжений	Ток х. х., % номинальных токов
		ВН	НН	х. х.		к. з.		
				Уровень А	Уровень Б			
Понижающие с РПН в пределах $U_н \pm 9 \times 1,78\%$ (для трансформатора 2,5 *Мва*—в пределах $+10 \times 1,5\%$ и $-8 \times 1,5\%$)								
ТМН	2,5	100	6,6; 11; 22	5	6,5	22	10,5	1,5
	6,3	115	6,6; 11; 22; 38,5	10	13	50	10,5	1,0
ТДН	10	115	6,6; 11;	14	18	60	10,5	0,9
	16	115	22; 38,5	21	26	85	10,5	0,85
ТРДН	25	115	6,3/6,3** 10,5/10,5**	29	36	120	10,5	0,8
	32*	115	6,3/10,5**; 22	35	44	145	10,5	0,75
	40*	115	38,5	42	52	175	10,5	0,7
ТРДЦН	63	115	6,3/6,3** 10,5/10,5**	59	73	260	10,5	0,65
	80	115	6,3/10,5**; 22; 38,5	70	89	315	10,5	0,6
Повышающие с ПБВ в пределах $U_н \pm 2 \times 2,5\%$								
ТД	40	121	6,3; 10,5	42	52	175	10,5	0,7
ТД	80	121	6,3; 10,5; 13,8	70	89	315	10,5	0,6
ТДЦ	125	121	10,5; 13,8	100	120	520	10,5	0,55
ТДЦ	200	121	13,8; 15,75; 18; 20	140	170	700	10,5	0,5
ТДЦ (без регулировочных ответвлений)	250	121	15,75; 20	160	200	790	10,5	0,5
	400	121	20	В соответствии с техническими условиями				

* Трансформаторы типа ТРДНС этой мощности выполняются с повышенным значением $e_к = 16\%$.

** Трансформаторы с расщепленными обмотками НН имеют мощность обмоток: ВН—100%; $НН_1$ и $НН_2$—по 50%.

б) Трехобмоточные

Тип трансформатора	Номинальная мощность, *Мва*	Сочетание напряжений, *кв*			Потери, *квт*			Напряжения к. з., % номинальных напряжений	Ток х. х., % номинальных токов
		ВН	СН	НН	х. х.		к. з.		
					Уровень А	Уровень Б			
ТМТН	6,3	115	22; 38,5	6,6; 11	14	17	60	ВН—СН—10,5%	1,2
ТДТН	10	115	22	6,6	19	23	80	ВН—НН—17%	1,1
ТДТН	16	115	38,5	11	26	32	105	СН—НН—6%	1,05
ТДТН	25	115	11; 22; 38,5	6,6; 11	36	45	145	Для трансформаторов	1,00
ТДТН	40	115	11; 22; 38,5	6,6; 11	50	63	230	мощностью 10, 40 и	0,9
ТДТН	63	115	38,5	6,6; 11	70	87	310	80 *Мва*	0,85
ТДЦТН	80	115	38,5	6,6; 11	82	102	390	$e_к$ может составлять	0,8
								ВН—СН—17%	
								ВН—НН—10,5%	
								СН—НН—6%	

Примечание. Трехобмоточные трансформаторы имеют переключающее устройство в нейтрали обмотки **ВН** для регулирования напряжения под нагрузкой в пределах $U_н \pm 9 \times 1,78\%$. Обмотки СН на напряжения 35 и 20 *кв* трехобмоточных трансформаторов должны иметь ответвления для переключения без возбуждения (ПБВ) в пределах $U_н \pm 2 \times 2,5\%$ при токе, не превышающем 700 *а*, и $U_н \pm 5\%$ при токе более 700 *а*.

П4-3. Трансформаторы и автотрансформаторы трехфазные мощностью 10 000—250 000 *Мва* класса напряжения 220 *кв*

а) Двухобмоточные

Тип трансформатора	Номинальная мощность, *Мва*	Сочетание напряжений, *кв*		Потери, *квт*			Напряжение к. з., % номинальных напряжений	Ток х. х., % номинальных токов
		ВН	НН	х. х.		к. з.		
				Уровень А	Уровень Б			
Понижающие с РПН в пределах $U_н \pm 8 \times 1,5\%$ и с расщепленными обмотками*								
ТРДН	32	230	6,6—6,6; 11—11, 6,6—11; 38,5	43	53	167	12	0,9
ТРДЦН	63	230		67	82	300	12	0,8
	100	230	11—11; 38,5	94	115	360	12	0,7
	160	230	11—11; 38,5	140	167	525	12	0,6
Повышающие с ПБВ в пределах $U_н \pm 2 \times 2,5\%$								
ТДЦ	80	242	6,3; 10,5; 13,8	85	105	320	11	0,6
	125	242	10,5; 13,8	115	135	380	11	0,5
	200	242	13,8; 15,75; 18,0	170	200	580	11	0,45
	250**	242	13,8; 15,75	210	240	650	11	0,45
	400**	242	15,75; 20	280	330	880	11	0,4
ТЦ	630**	242	15,75; 20	320	380	1 300	11	0,35

* Трансформаторы с расщепленными обмотками НН имеют мощности обмоток: ВН—100%; $НН_1$ и $НН_2$—по 50%. При напряжении обмотки НН 38,5 *кв* они изготовляются нерасщепленными.

** Трансформаторы изготовляются без регулировочных ответвлений.

б) *Трехобмоточные*

Тип трансформатора	Номинальная мощность, *Мва*	Сочетание напряжений, *кв*			Потери, *квт*			Напряжения к. з., % номинальных напряжений			Ток х. х., % номинальных токов
		ВН	СН	НН	х. х. Уровень А	х. х. Уровень Б	к. з.	ВН—СН	ВН—НН	СН—НН	
ТДТН	10	По специальным техническим условиям									
	25	230	22	6,6	41	50	135	12,5	20	6,5	1,2
	40	230	38,5	11	54	66	240	12,5	20	6,5	1,1
	63	230	38,5	11	75	91	320	12,5	20	6,5	1,0

Примечания: 1. Трехобмоточные трансформаторы имеют переключающее устройство в нейтрали обмотки ВН для регулирования напряжения под нагрузкой в пределах $U_н \pm 8 \times 1,5\%$. Обмотки СН имеют ответвления ПБВ в пределах $U_н \pm 2 \times 2,5\%$ при токе, не превышающем 700 *а*, и $U_н \pm 5\%$ при токе в пределах от 700 до 1 200 *а*. При токе более 1 200 *а* трансформаторы изготовляются без регулировочных ответвлений.

2. Мощности обмоток трансформаторов 100/100/100%.

в) *Автотрансформаторы* с РПН на стороне СН в линии в пределах $U_н \pm 6 \times 2\%$

Тип трансформатора	Номинальная мощность, *Мва*	ВН	СН	НН	х. х. Уровень А	х. х. Уровень Б	к. з.	ВН—СН	ВН—НН	СН—НН	Ток х. х.
АТДТН АТДЦТН	32	230	121	6,6; 11 38,5	27	32	145	11	34	21	0,6
	63	230	121		37	45	215	11	35	22	0,5
	100	230	121	6,3; 10,5 38,5	65	75	260	11	31	19	0,5
	125	230	121		75	85	290	11	31	19	0,5
	160	230	121	6,3; 10,5; 13,8; 15,75	85	100	380	11	32	20	0,5
	200	230	121	10,5; 13,8; 15,75; 38,5	105	125	430	11	32	20	0,5
	250	230	121		120	145	520	11	32	20	0,5

Примечание. Мощность обмотки НН равна 50%.

П5. ПРИМЕР ВЫБОРА ВАРИАНТА СХЕМЫ СЕТИ НАПРЯЖЕНИЕМ 110 *кв*

Выбрать наиболее целесообразный вариант схемы сети 110 *кв* для электроснабжения потребителей *А*, *Б* и *В* от районной подстанции *О* (рис. П-1,*а*). Расстояния между пунктами, а также мощности, потребляемые в пунктах *А*, *Б* и *В* в режиме наибольших нагрузок, указаны на рис. П-1,*а*. Продолжительность использования наибольших нагрузок $T_м$ для всех потребителей одинакова и равна 4 000 *ч*.

Сеть предполагается выполнить на одноцепных или двухцепных железобетонных опорах, провода сталеалюминиевые. В табл. П5-1 приведены данные о стоимости 1 *км* таких линий с проводами различных сечений для данного района, который по климатическим условиям соответствует 2-му району гололедности (см. [Л. 34]).

Таблица П5-1

Стоимость 1 *км* линий напряжением 110 *кв* со сталеалюминиевыми проводами на одноцепных и двухцепных железобетонных опорах

Сечение проводов, *мм*²	Стоимость 1 *км* одной цепи линии, сооружаемой на опорах, тыс. руб.	
	Одноцепные опоры	Двухцепные опоры
70	6,9	10,9
95	6,9	11,0
120	6,7	11,1
150	6,9	11,7
185	7,6	13,3
240	8,4	14,3
300	8,8	15,8

Стоимость 1 *квт·ч* потерь энергии равна 0,9 коп. Недоотпуск 1 *квт·ч* электроэнергии при перерывах электроснабжения потребителей II категории, питающихся от пункта *А*, ориентировочно оценивается 0,8 руб. Потребители, присоединенные к пунктам *Б* и *В*, требуют резервирования по сети. Во всех пунктах устанавливается по два понижающих трансформатора 110/10 *кв*. При отключении одного из трансформаторов оставшийся в работе трансформатор должен обеспечить электроснабжение потребителей полностью, при этом он может быть перегружен не более чем на 40%.

Решение. В соответствии с предъявляемыми к проектируемой сети требованиями, намечаем целесообразные варианты выполнения сети, изображенные на рис. П-1,*б*—*е*. На схемах указаны длины линий в километрах (цифры подчеркнуты).

Характеристика намеченных вариантов схем сети. В варианте I (рис. П-1,*б*) питание пунктов *А*, *Б* и *В* производится по кольцевой схеме. Трансформаторы 110/10 *кв* в пунктах *А*, *Б* и *В* присоединяются к сети 110 *кв* без выключателей. На подстанциях в пунктах *А*, *Б* и *В* устанавливается по одному секционному выключателю 110 *кв*. На подстанции *О* число выключателей 110 *кв* равно числу отходящих линий. Одним из недостатков данного варианта является то,

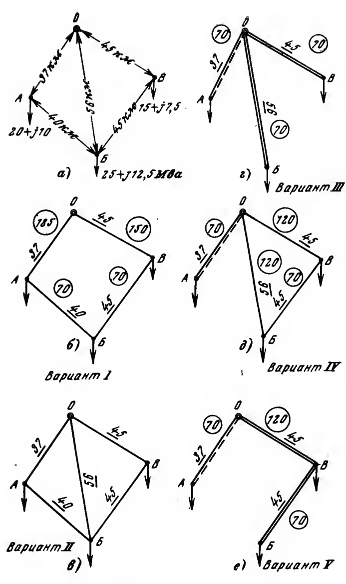


Рис. П-1. К примеру выбора варианта схемы сети.

что при отключении головных участков сети и, в частности участка *ОА*, могут иметь место значительные потери напряжения, что требует дополнительной проверки.

В варианте II (рис. П-1,*в*) в целях облегчения послеаварийных режимов работы сети — при отключении головных участков *ОА* и *ОВ* прокладывается дополнительная линия *ОБ*, связывающая пункт питания с пунктом *Б*, потребляющим наибольшую нагрузку. Трансформаторы 110/10 *кв* во всех пунктах присоединяются к сети 110 *кв* без выключателей. На подстанциях *А* и *В* устанавливается по одному секционному выключателю, а на подстанции *Б* для присоединения трех линий применяется схема с тремя выключателями, соединенными по схеме треугольника [см. Л. 3].

Следует отметить, что в вариантах I и II питание потребителей II категории, присоединенных к пункту *А*, производится по резервированным, т. е. по более надежным схемам.

В варианте III пункты *А, Б* и *В* питаются отдельными радиальными линиями. Пункты *Б* и *В* питаются двухцепными линиями, сооружаемыми на общих двухцепных опорах. Для питания пункта *А* рассматриваются подварианты: а) сооружение двухцепной линии и б) сооружение одноцепной линии, при этом в случае повреждения линии *ОА* питание потребителей прекращается на время исправления повреждения. Понижающие подстанции 110/10 *кв*, сооружаемые в пунктах *А, Б* и *В*, выполняются по упрощенным схемам без выключателей на стороне 110 *кв*. К числу достоинств варианта III относится то, что существенно сокращается длина трасс линий по сравнению с вариантами I и II, что упрощает обслуживание сети. Схема сети является простой и наглядной. Защита радиальной сети от токов короткого замыкания, т. е. отключение поврежденного участка сети, может быть обеспечена проще, чем в кольцевой или сложнозамкнутой схемах сети вариантов I и II. Каждый участок сети питает один пункт, поэтому сечения проводов могут быть меньшими. Основным недостатком данной схемы является относительно большая протяженность линий сети.

В варианте IV в целях сокращения длины линий по сравнению с вариантом III и облегчения режимов работы сети при отключении головного участка *ОА* сети (вариант I) питание пунктов *Б* и *В* производится по кольцевой схеме, а пункт *А* питается радиальной линией, которая может быть выполнена резервированной (вариант IV а) или нерезервированной (вариант IV б). Схемы подстанций и количество выключателей 110 *кв* принимаются такими же, как и для соответствующих частей схем в предыдущих вариантах.

В варианте V от подстанции *О* отходят две радиальные линии к пункту *В*, а затем от пункта *В* к пункту *Б*. При этом существенно сокращается длина линий и трасс по сравнению с соответствующими их значениями в варианте III, однако увеличивается сечение проводов на участке *ОВ*. Пункт *В* присоединяется к проходящей двухцепной линии по схеме отпаек без выключателей 110 *кв*. Питание потребителей пункта *А* производится так же, как и в вариантах III и IV.

Предварительное сравнение намеченных вариантов схем сети. Прежде чем производить детальное экономическое сравнение намеченных вариантов схем сети, сравниваем их по некоторым приближенным показателям, характеризующим в известной степени экономичность сооружения сети. Предполагая, что сечения проводов ВЛ различаются не сильно, в качестве таких показателей принимаем

суммарную длину линий сооружаемой сети, а также длину трасс всех линий, и число выключателей 110 *кв*, которые должны быть установлены на подстанциях *О*, *А*, *Б* и *В*. При определении длины трасс линий не учитывается количество цепей, прокладываемых по одной трассе. В табл. П5-2 приведены указанные данные для всех вариантов схем.

Таблица П5-2

Значения суммарных длин трасс, длин линий и количества выключателей 110 *кв* для сравниваемых схем сети

Вариант	Суммарная длина, *км*		Число выключателей 110 *кв* на подстанциях *О*, *А*, *Б* и *В*	Вариант	Суммарная длина, *км*		Число выключателей 110 *кв* на подстанциях *О*, *А*, *Б* и *В*
	Трасс	Линий			Трасс	Линий	
I	167	167	5	IVa	183	220	6
II	223	223	8	IVб	183	183	5
IIIa	138	276	6	Va	127	254	4
IIIб	138	239	5	Vб	127	217	3

Анализ данных, приведенных в табл. П5-2, показывает, что вариант II обладает значительно худшими показателями, чем остальные варианты: так, длина трасс линий для этого варианта в 1,3—1,7 раз превышает соответствующие значения для других вариантов. Длина линий в этом варианте так же весьма значительна. Учитывая, что все линии здесь сооружаются на одноцепных опорах, можно считать, не производя экономических расчетов, что стоимость линий сети и расходы на ее эксплуатацию в данном варианте должны получиться наибольшими. Количество выключателей 110 *кв* в этом варианте также больше, чем в остальных. Таким образом, на основании предварительного анализа можно установить, что вариант II обладает худшими экономическими показателями и нет смысла определять их более детально. Кроме того, вариант II имеет наиболее сложную и менее наглядную схему сети; очевидно, что защита такой сети и ее эксплуатация будут более сложными, чем для остальных вариантов. В связи с этим вариант II из дальнейшего рассмотрения исключается.

Вариант I обладает лучшими показателями. Однако для оценки целесообразности дальнейшего более детального анализа технико-экономических показателей для этого варианта необходимо хотя бы приближенно определить возможные значения потерь напряжения в послеаварийных режимах — при отключении головных участков сети. Наиболее тяжелым будет отключение участка *ОА*, по которому в нормальном режиме должна протекать бо́льшая мощность, чем по участку *ОВ*. Кроме того, длина участка *ОВ* также больше, чем длина участка *ОА*. Приближенную оценку потери напряжения при отключении линии *ОА* производим по некоторым средним значениям погонных сопротивлений линий, поскольку сечения проводов на данном этапе расчетов еще не определялись. В качестве средних значе-

ний принимаем $r=0{,}25$ *ом/км* и $x=0{,}4$ *ом/км*. При этом получаем $\Delta U_{OБВА} \approx 19\%$, что представляется приемлемым, поскольку длительность послеаварийного режима относительно невелика. При этом предполагается, что, изменяя коэффициент трансформации трансформаторов с РПН на подстанции *А* можно установить требуемый режим напряжений.

Некоторые сомнения вызывает вариант III, длина линий в котором получается наибольшей, число выключателей также достаточно велико. В то же время в этом варианте имеет место наименьшая длина трасс линий, очень проста и наглядна схема сети, сечения проводов линий должны быть относительно небольшими. Учитывая указанные достоинства варианта III, условно оставляем его для дальнейшего сравнения.

В вариантах III, IV и V рассматриваются два подварианта схемы питания пункта *А*. Поскольку во всех этих вариантах пункт *А* питается независимо от других, то сравнение подвариантов *а* и *б* производится только для варианта III. Для вариантов IV и V экономические показатели определяются только для лучшего из подвариантов («а» или «б»).

Сравнение вариантов схем сети по приведенным затратам [формула (6-7)]. Сечения проводов для всех вариантов определялись по экономической плотности тока $j_{эк}=1{,}1$ *а/мм²* (табл. 6-1). Выбор сечений проводов для схемы сети варианта I подробно рассмотрен в примере 6-6. Полученные значения сечений проводов в квадратных миллиметрах указаны на схемах сети (рис. П5-1, *б, г — е*, цифры в кружках).

Рассмотрим подробное определение экономических показателей для варианта III.

В варианте IIIа стоимость двух цепей линий равна:

$$K_л=\Sigma K_0 l=10{,}9(37+56+45)=1\,500 \text{ тыс. руб.}$$

В варианте IIIб стоимость линий $K_л=10{,}9(56+45)+6{,}9\cdot 37=1\,355$ тыс. руб.

При определении стоимости подстанций *А, Б* и *В* при сравнении вариантов учитываем только стоимость выключателей 110 *кв*, так как стоимость трансформаторов и остального оборудования одинакова для всех вариантов.

Стоимость одного выключателя 110 *кв* равна 26 тыс. руб. В варианте IIIа — шесть выключателей, стоимость их $K_в=6\cdot 26=156$ тыс. руб, в варианте IIIб — $K_в=5\cdot 26=130$ тыс. руб.

В соответствии с данными, приведенными в [Л. 21], принимаем долю отчислений на амортизацию, ремонт и обслуживание для линий на железобетонных опорах величиной в 3,5%, для оборудования подстанций — 8%. Ежегодные издержки на эксплуатацию линий в соответствии с этим равны: для варианта IIIа $И_л=0{,}035\cdot 1\,500=52{,}3$ тыс. руб. и в варианте IIIб $И_л=0{,}035\cdot 1\,355=47{,}4$ тыс. руб. и на эксплуатацию выключателей 110 *кв*: в варианте IIIа $И_в=0{,}08\cdot 156=12{,}5$ тыс. руб. и в варианте IIIб $И_в=0{,}08\cdot 130=10{,}4$ тыс. руб.

Время потерь определяем по формуле (6-11):

$$\tau=\left(0{,}124+\frac{T_м}{10\,000}\right)^2\cdot 8\,760=\left(0{,}124+\frac{4\,000}{10\,000}\right)^2\cdot 8\,760=2\,380 \text{ ч.}$$

Стоимость потерь энергии в линиях сети варианта IIIа равна:

$$И_A = \frac{0,46 \cdot 10^{-3}}{110^2 \cdot 2} [(20^2 + 10^2) \cdot 37 + (25^2 + 12,5^2) \cdot 56 +$$

$$+ (15^2 + 7,5^2) \cdot 45] \cdot 2\,380 \cdot 0,9 \cdot 10^{-2} = 29,7 \text{ тыс. руб.},$$

где 0,46 *ом/км* — погонное сопротивление проводов сечением 70 $мм^2$ (см. приложение П1).

Для сети варианта IIIб

$$И_A = \frac{0,46 \cdot 10^{-3}}{110^2} \left[(20^2 + 10^2)\, 37 + (25^2 + 12,5^2) \cdot \frac{56}{2} + \right.$$

$$\left. + (15^2 + 7,5^2) \cdot \frac{45}{2} \right] \cdot 2\,380 \cdot 0,9 \cdot 10^{-2} = 37,2 \text{ тыс. руб.}$$

По формулам (5-2), (5-3) и (6-9) определяем ущерб от перерывов электроснабжения потребителей подстанции A в варианте IIIб:

$$У = y_0 A_{нд} = y_0 P_м T_м p_{ав} = 0,8 \cdot 20\,000 \cdot 4\,000 \cdot 0,625 \cdot 10^{-4} =$$
$$= 4 \text{ тыс. руб.},$$

где $p_{ав}$ — вероятная продолжительность ремонта линии, определяемая в соответствии с формулой (5-1) [см. пример (5-1)]:

$$p_{ав} = \frac{0,4 \cdot 37 \cdot 0,1 \cdot 37}{10 \cdot 8\,760 \cdot 10} = 0,625 \cdot 10^{-4}.$$

При этом в соответствии с табл. 5-1 принято, что среднее число повреждений на 1 *км* линии 110 *кв* на железобетонных опорах равно 0,1 раз в 10 лет и средняя продолжительность ремонта на 1 *км* линии равна 0,4 *ч* в 10 лет.

Суммарные ежегодные издержки на эксплуатацию сети в варианте IIIа равны [формула (6-2)]:

$$И = И_л + И_а + И_А = 52,3 + 12,5 + 29,7 = 94,5 \text{ тыс. руб.}$$

и в варианте IIIб:

$$И = 47,4 + 10,4 + 37,2 = 95,0 \text{ тыс. руб.}$$

Приведенные затраты для варианта IIIа [формула (6-7)]

$$З = p_н K + И + У = 0,12 \cdot 1\,656 + 94,5 + 0 = 342,5 \text{ тыс. руб.}$$

и для варианта IIIб

$$З = 0,12 \cdot 1\,485 + 95,0 + 4 = 321 \text{ тыс. руб.}$$

Из сравнения экономических показателей вариантов IIIа и IIIб видно, что вариант IIIб является более экономичным. В связи с этим в дальнейшем варианты IVа и Vа не рассматриваются, так как сооружение двухцепной линии на участке OA является экономически нецелесообразным.

Аналогично определяются приведенные затраты и для остальных вариантов. Результаты расчетов приведены в табл. П5-3.

Таблица П5-3

Технико-экономические показатели вариантов схем сети, тыс. руб.

Вариант	Капитальные затраты			Ежегодные издержки				$У$	$З=р_{н}К+И+У$
	$К_{л}$	$К_{в}$	$К$	$И_{л}$	$И_{в}$	$И_{A}$	$И$		
I	1 176	130	1 306	41,2	10,4	43,2	94,8	—	289,8
IIIа	1 500	156	1 656	52,3	12,5	29,7	94,5	—	342,5
IIIб	1 355	130	1 485	47,4	10,4	37,2	95,0	4	321,0
IVб	1 243	130	1 373	43,5	10,4	40,0	93,9	4	302,9
Vб	1 246	78	1 324	43,6	6,3	50,0	99,9	4	302,9

Из сравнения технико-экономических показателей видно, что наиболее экономичным вариантом является вариант I, варианты IVб и Vб имеют на 5% бо́льшую величину приведенных затрат, вариант IIIб — на 11%, а вариант IIIа, как и следовало ожидать в связи с указанным выше, является наиболее дорогим.

Однако при предварительном сравнении вариантов было отмечено, что в варианте I имеют место значительные потери напряжения при отключении линии *OA*. Проверим полученное ранее приближенное значение $\Delta U_{OBБA}$. В соответствии с фактическими значениями сечений проводов (см. рис. П-1,*б*) величина $\Delta U_{OBБA}=25\%$. Возможность обеспечения требуемого режима напряжений на шинах вторичного напряжения подстанции *А* в этих условиях требует дополнительной проверки. Некоторое снижение величины потерь напряжения при отключении линии *OA* (примерно на 3%) может быть получено при установке на подстанции *А* батареи конденсаторов мощностью 5 *Мвар*. При этом величина приведенных затрат для варианта I с учетом стоимости БК и некоторого снижения потерь энергии в сети будет составлять около 300 тыс. руб. При отключении линии *OB* потери напряжения не превышают 20%, поэтому установка дополнительной БК на подстанции *В* не требуется.

Таким образом, варианты I, IVб и Vб являются практически равноценными по экономическим показателям. В этих условиях при окончательном выборе варианта схемы сети приходится учитывать дополнительные качества и технические характеристики вариантов схем сети. К числу их относятся простота и наглядность схемы, удобство дальнейшего развития сети при росте нагрузок, сложность защиты сети. Кроме того, важное значение имеют местные условия, которые могут накладывать некоторые дополнительные ограничения.

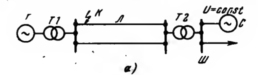
В рассматриваемом случае в качестве лучшего варианта может быть рекомендован вариант IVб. В этом варианте все нагрузки питаются по кратчайшему расстоянию, поэтому потери энергии являются наименьшими. При дальнейшем росте нагрузок пропускная способность сети может быть существенно повышена при сооружении линии *АБ* длиной 40 *км*. Схема сети варианта IVб является достаточно простой и удобной в эксплуатации.

П6. ПОНЯТИЕ ОБ УСТОЙЧИВОСТИ РАБОТЫ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

Под устойчивостью системы понимают способность ее сохранять режим параллельной работы электростанций. Аварии с нарушением устойчивости в системах ведут к перерыву электроснабжения потребителей.

Различают два вида устойчивости: статическую и динамическую. Статической устойчивостью называют способность системы самостоятельно восстанавливать исходный режим при весьма малом его изменении. Динамической устойчивостью системы называют ее способность сохранять устойчивость при больших изменениях мощности, тока и напряжения на отдельных ее участках (при отключениях линий, коротких замыканиях в отдельных элементах системы и т. п.).

Статическая устойчивость. На рис. П-2,*а* изображена схема простейшей электрической системы. Генератор *Г* удаленной станции работает через повышающий трансформатор *Т1*, двухцепную ли-



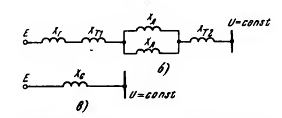


Рис. П-2. Принципиальная схема простейшей электрической системы.
а — схема; *б* и *в* — упрощенные схемы замещения.

нию *Л* и понижающий трансформатор *Т2* на шины *Ш* подстанции системы *С*. Если мощность системы велика по сравнению с мощностью генератора *Г*, то напряжение на шинах системы можно считать неизменным во всех режимах ее работы ($U=\text{const}$).

На рис. П-2,*б* изображена упрощенная схема замещения электропередачи, в которой учтены только индуктивные сопротивления (при мощных трансформаторах и линиях передач напряжением 220 *кв* и выше активным сопротивлением их можно пренебречь). Суммарное сопротивление схемы замещения (рис. П-2,*в*)

$$X_c = X_г + X_{т1} + \frac{X_л}{2} + X_{т2}. \qquad \text{(П-1)}$$

Построим характеристику мощности, передаваемой от генератора *Г* в приемную систему. На рис. П-3 приведена векторная диаграмма

принятой схемы замещения электропередачи (рис. П-2, *в*), где $\dot{U}_{\Phi}$ — фазное напряжение на шинах приемной системы; $\dot{E}_{\Phi}$ — фазная э. д. с. генератора; $\dot{I}$ — ток нагрузки линии; φ — угол сдвига между векторами тока нагрузки $\dot{I}$ и фазного напряжения $\dot{U}_{\Phi}$; $j\dot{I}X_{e}$ — падение напряжения в индуктивном сопротивлении X_e; δ — угол сдвига между векторами э. д. с. $\dot{E}_{\Phi}$ и напряжения $\dot{U}_{\Phi}$.

Проектируя векторы э. д. с. и падения напряжения в передаче на вертикальную ось, получаем:

$$\dot{E}_{\Phi} \sin \delta = IX_e \cos \varphi. \qquad \text{(П-2)}$$

Умножая обе части уравнения (П-2) на $3\frac{\dot{U}_{\Phi}}{X_e}$, находим:

$$3U_{\Phi}I \cos \varphi = \frac{3U_{\Phi}E_{\Phi}}{X_e} \sin \delta,$$

или

$$P = \frac{UE}{X_e} \sin \delta, \qquad \text{(П-3)}$$

где P — мощность трех фаз передачи; U, E — междуфазные значения напряжения и э. д. с.

Магнитный поток возбуждения генератора $\Phi_г$ наводит в обмотке статора машины э. д. с., изменяющуюся по синусоидальному закону и сдвинутую на угол 90° по отношению к оси магнитного по-

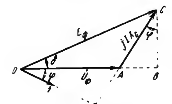


Рис. П-3. Векторная диаграмма для схемы рис. П-2.

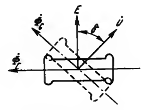


Рис. П-4. Угол сдвига между векторами $\dot{U}$ и $\dot{E}$.

тока. При изображении э. д. с. вращающимся вектором он жестко связан с ротором. Угол δ определяет расхождение между синхронно вращающимся вектором напряжения $\dot{U}$ на шинах приемной системы (ротор эквивалентного генератора приемной системы показан на рис. П-4 пунктиром) и вращающимся вектором э. д. с. $\dot{E}$, совпадающим по направлению с поперечной осью ротора генератора удаленной станции (рис. П-4).

На рис. П-5 изображена характеристика мощности P, выдаваемой удаленной станцией в приемную систему, в зависимости от угла δ в предположении, что напряжение U приемной системы, э. д. с.

$\dot{E}$ генератора и индуктивное сопротивление X_c передачи неизменны. Из кривой рис. П-5 видно, что мощность генератора при увеличении угла δ сначала возрастает, достигает максимума и затем падает.

При заданных величинах э. д. с. генератора и напряжения на шинах приемной системы существует определенный максимум передаваемой от удаленной станции мощности

$$P_м = \frac{EU}{X_c}, \qquad (П\text{-}4)$$

называемый ***идеальным пределом мощности передачи*** при заданных значениях E и U. Величину идеального предела мощности определяет суммарное индуктивное сопротивление передачи X_c.

Рассомотрим вопрос об устойчивости работы генератора удаленной станции. При синхронной скорости вращения относительные

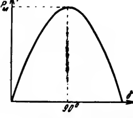


Рис. П-5. Характеристика мощности передачи $P=f(\delta)$.

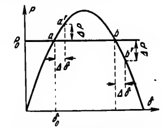


Рис. П-6. Определение статической устойчивости системы.

значения мощности и момента сопротивления на валу генератора численно равны, поэтому кривая $P=f(\delta)$ является характеристикой момента сопротивления генератора (рис. П-6). Характеристика вращающего момента турбины $P_0=f(\delta)$ изображается прямой линией. Точки a и b пересечения указанных характеристик определяют возможные режимы работы генератора.

Проверим устойчивость работы генератора в этих режимах. Признаком статической устойчивости системы является возможность возвращения ее в исходное положение при малом возмущении.

При работе в точке a увеличение угла на бесконечно малую величину $\Delta\delta$ увеличивает момент сопротивления при неизменном вращающем моменте турбины. Поэтому на валу турбины возникает избыточный тормозной момент, под влиянием которого после некоторых колебаний угол δ уменьшается до прежнего значения δ_0.

При уменьшении угла δ_0 на бесконечно малую величину $\Delta\delta$ на валу турбины возникает избыточный вращающий момент и угол δ увеличится до прежнего значения. Таким образом, режим работы в точке a устойчив.

При работе в точке b увеличение угла на бесконечно малую величину $\Delta\delta$ приводит к возникновению на валу турбины избыточного вращающего момента, под влиянием которого угол δ увеличивается. Вращение турбины ускоряется, избыточный вращающий момент возрастает, угол δ прогрессивно увеличивается и генератор

выпадает из синхронизма. Работа генератора в точке *b* неустойчива.

Таким образом, устойчивая работа генератора возможна лишь при значениях угла $\delta<90°$*.

Динамическая устойчивость. Рассмотрим случай внезапного отключения одной из линий в схеме рис. П-2. Угловые характеристики строим для двух режимов: до и после отключения линии. До отключения линии угловая характеристика $P=f(\delta)$ (кривая *I* на

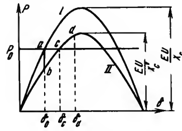


Рис. П-7. Характеристики мощности передачи при внезапном отключении одной из линий без нарушения динамической устойчивости.

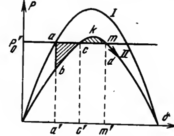


Рис. П-8. Характеристики мощности передачи при внезапном отключении одной из линий с нарушением динамической устойчивости.

рис. П-7) совпадает с характеристикой, построенной на рис. П-5 при X_c, определенном по формуле (П-1)**. Отключение одной из линий увеличит сопротивление передачи до

$$X'_c=X_г+X_{т1}+X_л+X_{т2}>X_c \tag{П-5}$$

и снизит максимум передаваемой мощности (кривая *II* на рис. П-7) до

$$P'_м=\frac{EU}{X'_c}<P_м. \tag{П-6}$$

В момент отключения линии электропередача работала при угле δ_0. Из-за механической инерции ротора угол δ_0 не может измениться мгновенно, поэтому при отключении линии рабочей точкой нового режима будет точка *b*. Нагрузка генератора при этом изменится, а мощность P_0, развиваемая турбиной, останется неиз-

* При наличии на генераторах специальных автоматических регуляторов возбуждения сильного действия возможна работа системы при углах δ, больших 90°.

** Это положение принято условно для упрощения рассуждений. В действительности в расчетах статической и динамической устойчивости генераторы замещаются различными сопротивлениями. В расчетах статической устойчивости $X_г=X_d$ — синхронному индуктивному сопротивлению, а в расчетах динамической устойчивости $X_г=X'_d$ — переходному индуктивному сопротивлению.

менной, так как регуляторы турбины реагируют на изменение скорости, а скорость турбины не может измениться скачком.

Поскольку мощность турбины превышает нагрузку генератора, на валу турбины возникнет избыточный момент, скорость турбины и угол δ начинают увеличиваться. Под влиянием избыточного момента ротор накапливает кинетическую энергию и за счет нее продолжает движение и после достижения угла δ_c, когда мощности турбины и генератора сравниваются. При достижении ротором угла δ_d запас кинетической энергии кончается. Под влиянием избыточного тормозящего момента (нагрузка генератора превышает мощность турбины) ротор тормозится и угол изменяется от величины δ_d до значения δ_c и по инерции будет еще продолжать уменьшаться. После нескольких колебаний наступает установившийся режим, генератор работает с новым значением угла δ_c (точка c). Система динамически устойчива.

Если электропередача до отключения одной из линий работала с большой нагрузкой P'_0 (рис. П-8), то возможно нарушение динамической устойчивости. После отключения одной из линий происходит ускорение ротора, причем кинетическая энергия, запасенная ротором генератора за период работы с избыточным ускоряющим моментом (отрезок $a'c'$), пропорциональна площади треугольника abc — так называемой «площади ускорения». Расход запасенной кинетической энергии за время работы генератора с избыточным тормозящим моментом (отрезок $c'm'$) пропорционален «площади торможения», ограниченной кривой ckm (площади ускорения и торможения на рис. П-8 заштрихованы).

Поскольку площадь ускорения abc меньше возможной площади торможения ckm, генератор под влиянием избытка запасенной кинетической энергии минует точку m характеристики II. При этом возникнет дополнительный избыточный ускоряющий момент, так как мощность турбины превысит нагрузку генератора. Угол δ будет увеличиваться и генератор выйдет из синхронизма.

Рассмотрим случай трехфазного короткого замыкания в начале одной из линий (точка K на рис. П-2). Мощность генератора при этом приблизительно равна нулю (если пренебречь потерями мощности). Угловые характеристики для этого случая изображены на рис. П-9 (кривые I и II те же, что и на рис. П-8).

В момент короткого замыкания угол δ_b остается неизменным и работа генератора из точки a переходит в точку b (рис. П-9,a). Мощность генератора равна нулю, мощность турбины осталась прежней, так как скорость ее не изменилась и регуляторы турбины не работают. Если короткое замыкание не будет отключено, то под влиянием избыточного ускоряющего момента угол δ будет возрастать и генератор выйдет из синхронизма.

Если линию с коротким замыканием отключить слишком поздно, когда угол возрос до величины δ_c (рис. П-9,a), то генератор все равно выйдет из синхронизма; возможная площадь торможения def меньше площади ускорения $abcd$. При более быстром отключении короткого замыкания (рис. П-9,$б$) генератор не выйдет из синхронизма; возможная площадь торможения $dekm$ больше площади ускорения $abcd$. После нескольких колебаний возобновится установившийся режим в точке n.

Не менее благоприятным для повышения динамической устойчивости передачи является, например, применение форсировки возбуждения. Если предположить, что при отключении короткого за-

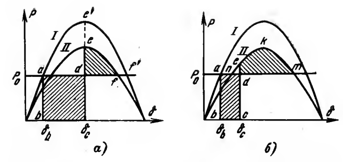


Рис. П-9. Характеристики мошности передачи при коротком замыкании и разной длительности его отключения.

мыкания в точке c (рис. П-9,a) одновременно сработает устройство форсировки возбуждения генератора и работа генератора из точки c переходит в точку e' (для простоты предполагаем, что при наличии форсировки возбуждения угловая характеристика генератора при отключенном коротком замыкании совпадает с угловой характеристикой I генератора для нормального режима), то передача будет динамически устойчива: площадь возможного торможения $de'f'$ больше площади ускорения $abcd$.

Из рассмотрения кривых рис. П-9 видно, как важно для сохранения динамической устойчивости передачи быстрое отключение поврежденной линии, а также наличие устройств для форсировки возбуждения генераторов.

СПИСОК ПРИНЯТЫХ СОКРАЩЕНИЙ

АВР — автоматический ввод резерва
АПВ — автоматическое повторное включение
АРВ — автоматический регулятор возбуждения
АРН — автоматический регулятор напряжения
АЧР — автоматическая частотная разгрузка
АЭС — атомная электростанция
БК — батарея конденсаторов
ВЛ — воздушная линия
ГЭС — гидроэлектростанция
ИП — источник питания
КУ — компенсирующее устройство
ЛР — линейный регулятор
ОРУ — открытое распределительное устройство
ПБВ — переключение без возбуждения
ПУЭ — правила устройства электроустановок
РПН — регулирование под нагрузкой
РТ — распределительный трансформатор
РУ — распределительное устройство
СД — синхронный двигатель
СК — синхронный компенсатор
ТЭС — тепловая электростанция
ТЭЦ — теплоэлектроцентраль
ЦП — центр питания
ЭП — приемник электроэнергии (электроприемник)

ЛИТЕРАТУРА

1. Директивы XXIV съезда КПСС по пятилетнему плану развития народного хозяйства СССР на 1971—1975 годы. М., Политиздат, 1971.

2. Алексенко Г. В. Состояние и перспективы развития электроэнергетики и электропромышленности. — «Электричество», 1970, № 4.

3. Баптиданов Л. Н. и др. Электрические сети и станции, М., Госэнергоиздат, 1963.

4. Баркан Я. Д. Автоматизация регулирования напряжения в распределительных сетях. М., «Энергия», 1971.

5. Боровиков В. А. и др. Электрические сети и системы. М., «Энергия», 1968.

6. Веников В. А. Переходные электромеханические процессы в электрических системах. М., «Энергия», 1964.

7. Переходные процессы электрических систем в примерах и иллюстрациях, под ред. В. А. Веникова. М., Госэнергоиздат, 1962.

8. Электрические системы, т. I, II, под ред. В. А. Веникова, М., «Высшая школа», 1970, 1971.

9. Глазунов А. А., Глазунов А. А. Электрические сети и системы, М., Госэнергоиздат, 1960.

10. Горушкин В. И. Энергетические расчеты с помощью вычислительных машин, М., «Высшая школа», 1965.

11. Григорьев Ю. Е. Ремонт линий электропередачи с изолирующих устройств. М., «Энергия», 1969.

12. ГОСТ 13109-67. «Нормы качества электрической энергии у ее приемников, присоединенных к электрическим сетям общего назначения. М., Изд-во стандартов, 1967.

13. Долгинов А. И. Техника высоких напряжений в электроэнергетике. М., «Энергия», 1968.

14. Доклады на II Всесоюзном научно-техническом совещании по устойчивости и надежности энергосистем СССР. М., «Энергия», 1969.

15. Жуков Л. А., Рыжов Ю. П. О путях разработки статических управляемых источников реактивной мощности с непрерывным регулированием, Известия АН СССР, «Энергетика и транспорт», 1967, № 5.

16. Теоретические основы электротехники, под ред. П. А. Ионкина, т. I, М., «Высшая школа», 1965.

17. Казак Н. А. и др. Электроснабжение промышленных предприятий. М., «Энергия», 1966.

18. Каменский М. Д. Электрические системы. М., Госэнергоиздат, 1952.

19. Караев Р. И., Волобринский С. Д. Электрические сети и энергосистемы, М., «Транспорт», 1969.
20. Карпов Ф. Ф. Расчет городских распределительных электрических сетей, М., «Энергия», 1968.
21. Карпов Ф. Ф., Козлов В. Н. Справочник по расчету проводов и кабелей. М., «Энергия», 1964.
22. Карпов Ф. Ф., Солдаткина Л. А. Регулирование напряжения в электросетях промышленных предприятий. М., «Энергия», 1970.
23. Либкинд М. С. Управляемый реактор для линий передачи переменного тока. М., Изд-во АН СССР, 1961.
24. Маркович И. М. Режимы энергетических систем. М., «Энергия», 1970.
25. Мельников Н. А. Электрические сети и системы. М., «Энергия», 1969.
26. Мельников Н. А. Матричный метод анализа электрических цепей. М., «Энергия», 1966.
27. Мельников Н. А., Рокотян С. С., Шеренцис А. Н. Проектирование электрической части воздушных линий электропередачи 330—500 *кв*. М., Госэнергоиздат, 1963.
28. Мельников Н. А., Солдаткина Л. А. Матричные методы расчета рабочих режимов замкнутых электрических сетей, изд. МЭИ, 1965.
29. Мельников Н. А., Солдаткина Л. А. Регулирование напряжения в электрических сетях. М., «Энергия», 1968.
30. Михайлов В. В., Эдельман В. И. Определение ущерба промышленных предприятий от перерыва электроснабжения. Изд-во ГОСИНТИ, 1968, Москва.
31. Народное хозяйство СССР в 1968. Статистический ежегодник, М., «Статистика», 1969.
32. Некрасов А. М., Саркисов М. А. Претворение в жизнь ленинских предначертаний. — «Электрические станции», 1970, № 4.
33. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей. М., «Энергия», 1968.
34. Правила устройства электроустановок. М., «Энергия», 1966.
35. Регулирование напряжения в электрических сетях. М., «Энергия», 1968.
36. Солдаткина Л. А. Регулирование напряжения в городских сетях. М., «Энергия», 1967.
37. Тимофеев Д. В., Режимы в электрических системах с тяговыми нагрузками. М., «Энергия», 1965.
38. Фазылов Х. Ф. Теория и методы расчета электрических систем, Изд-во АН УзССР, 1953.
39. Холмский В. Г. Применение регулируемых трансформаторов в электрических сетях. М., Госэнергоиздат, 1950.
40. Ульянов С. А. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах. М., «Энергия», 1970.
41. Чернин А. Б. Вычисление электрических величин и поведение релейной защиты при неполнофазных режимах в электрических системах. М., Госэнергоиздат, 1963.
42. Электромеханический справочник, т. II. М., «Энергия», 1972.

ОГЛАВЛЕНИЕ

